THÈSES

PRÉSENTÉES

A LA FACULTE DES SCIENCES DE L'UNIVERSITE DE PARIS

POUR OBTENIR

LE Titre DE DOCTEUR D'UNIVERSITE DE PARIS

PAR

ALI Asad Asghar

1re THESE.— "Situation optimale des postes d'injection liée au développement des réseaux de répartition d'électricité."

2e THESE.— PROPOSITIONS DONNÉES PAR LA FACULTÉ.

"Méthodes d'étude des problèmes de stabilité dynamique dans les réseaux de transport."

Soutenues le 11 FEV. 1967 devant la commission d'examen.

MM. OLMER *Président.*

BONNEFILLE, AUGES *Examinateurs.*

Digitized by the Internet Archive
in 2026

https://archive.org/details/IA41544319_0021

THÈSES

PRÉSENTÉES

A LA FACULTE DES SCIENCES DE L'UNIVERSITE DE PARIS

POUR OBTENIR

LE Titre DE DOCTEUR D'UNIVERSITE DE PARIS

PAR

ALI Asad Asghar

1re THESE.— "Situation optimale des postes d'injection liée au développement des réseaux de répartition d'électricité."

2e THESE.— PROPOSITIONS DONNÉES PAR LA FACULTÉ.

"Méthodes d'étude des problèmes de stabilité dynamique dans les réseaux de transport."

Soutenues le 11 FEV. 1967 devant la commission d'examen.

MM.	OLMER	*Président.*
	BONNEFILLE	*Examinateurs.*
	AUGES	

UNIV.
LEIDEN
BIBL.

UNIVERSITE DE PARIS

FACULTE DES SCIENCES DE PARIS

Janvier 1966

PROFESSEURS

Le Doyen ..... M. ZAMANSKY

PRENANT	T Anatomie & histologie comparée	DE CUGNAC	T Biologie végétale SPCN
GRASSE	T Evolution des êtres organisés	Mlle CAUCHOIS	T Chimie Physique
PREVOST	T Chimie organique	THELLIER	T Physique du Globe
WYART	T Minéralogie et cristallographie	PONCIN	T Mécanique générale
TEISSIER	T Zoologie	DUBREIL	T Arithmétique & théorie des nombres
AUGER	T Physique quantique & relativité		
MONNIER	T Physiologie générale	QUELET	T Chimie organique
PIVETEAU	T paléontologie	CAGNIARD	T Géophysique appliquée
ROCARD	T Physique E.N.S.	CHAMPETIER	T Chimie macromomoléculaire
CARTAN	T Mathématiques E.N.S.	CUVILLIER	T Micropaléontologie
LAFFITTE	T Chimie générale	JUNG	T Géologie
		TRILLAT	T Microscopie & diffraction électronique
COULOMB	T Physique du Globe	WIEMANN	T Chimie organique et structurale
Mlle COUSIN	T Biologie animale SPCN	VASSY	T Physique de l'Atmosphère
CHRETIEN	T Chimie minérale	DESTOUCHES	T Théorie physique
BOCQUET	T Zoologie	AMIEL	T Chimie générale
KASTLER	T Physique E.N.S.	HOCART	T Minérallogie & Cristallographie
EPHRUSSI	T Génétique	J.P.MATHIEU	T Physique optique
GAUTHERET	T Biologie végétale CPEM	COUTEAUX	T Cytologie
LUCAS R.	Recherches physiques	CHOQUET	T Théorie des fonctions & topologie
THOMAS A.	T Biologie cellulaire	FELDMANN	T Biologie végétale marine
MORAND	T Physique enseignement	JOST	T Physiologie comparée
SOLEILLET	T Physique CPEM	FORTET	T Calcul des probabilités & physique mathématiques
FORTIER	T Mécanique expérimentale des fluides	SCHWARTZ	T Calcul différentiel & intégral
DRACH	T Zoologie	CHOUARD	T Physiologie végétale
QUENEY	T Météorologie & dynamique de l'atmosphère	MALAVARD	T Aviation(technique aéronautique)
GALLIEN	T Embryologie	BRELOT	T Analyse supérieure
EICHHORN	T Botanique	NORMANT	T Synthése organique

BENARD	T Chimie Appliquée	COTTE	T Physique électricité
DUGUE	T Statistique mathématique	DUBOIS J.E	T Chimie organique physique
SOULAIRAC	T Psychophysiologie	LAMOTTE	T Zoologie E.N.S.
ULRICH	T Physiologie végétale appliquée	OLMER	T Energétique générale
KIRMANN	T Théories chimiques	GAUTHIER	T Mécanique appliquée
CHADEFAUD	T Botanique	BARCHEWITZ	T Chimie physique
Mlle LE BRETON	T Physiologie de la nutrition	BROSSEL	T Physique atomique
LELONG	T Application de l'analyse à la géométrie	BUSER	T Physiologie comparée
		CAMUS	T Physiologie végétale
DEVILLERS	T Anatomie & histologie comparées	CURIEN	T Minéralogie & cristallographie
EHRESMANN	T Topologie algébrique	POSSOMPES	T Zoologie
FRANCON	T Physique SPCN	PULMANN	T Chimie quantique
GLANGEAUD	T Géographie physique, géologie dynamique	TEILLAC	T Physique nucléaire & radio-activité
DODEMENT	T Mathématiques MGP	VILLE	T Econométrie
PISOT	T Technique mathématique de la physique	WILLEMART	T Chimie CPEM
ROCH	T Géologie	ROLLET	T Chimie minérale
SCHATZMANN	T Astrophysique	Mlle JOSIEN	T Chimie SPCN
TERMIER	T Géologie générale	CHEVALLEY	T Géométrie algébrique & théorie des groupes
ZAMANSKY	T Mathématiques générales		
LENNUIER	T Physique M.G.P.	GERMAIN	T Mécanique théorique des fluides
ROUTHIER	T Géologie appliquée	LUCAS G.	T Géologie
Mme TONNELAT	T Physique théorique	ALLARD	T Chimie physique
DIXMIER	T Mathématiques M.P.C.	BERTHELOT	T Physique des particules fondamentales
SOUCHAY	T Chimie générale	BRICARD	T Météorologie
AIGRAIN	T Electrotechnique	Mme ALBE-FESSARD	T Psycho-physiologie
BRUSSET	T Chimie systématique		
LEVY	T Physique théorique des hautes énergies	M. JULIA	T Etudes des molécules naturelles complexes
Mme CHAIX	T Chimie biologique	MAGAT	T Physico-chimie des rayonnements
Mme HUREL PY	T Biologie végétale CPEM	Mlle QUINTIN	T Electrochimie
PANNETIER	T Chimie générale I	MONOD	T Chimie du métabolisme
BRUN	T Mécanique des fluides I	DE POSSEL	T Analyse numérique
Mme DUBREUIL	T Mathématiques (Agrégation)	CHARLOT	T Chimie Analytique
Mme LELONG	T Mathématiques II E.N.S.	CHATELET	T Chimie CPEM
BELLAIR	T Géologie S.P.C.N.	MATTLER	T Physique SPCN

BOUISSIERES	T	Radiochimie
Mme COUTURE	T	Thermodynamique & mécanique physique
FRANC	T	Biologie animale CPEM
SCHNELL	T	Botanique tropicale
STOLKOWSKI	T	Physiologie générale
ACHER	T	Chimie biologique
BAUDOIN	T	Biologie animale CPEM
BEAUMONT		Biologie animale SPCN
BLAMONT		Géophysique inosphère
BOUREAU	T	Botanique
CURIE D.		Physique MGP
DURAND DELGA	T	Géologie
HELLER	T	Physiologie végétale
TORTRAT	T	Calcul des probabilités
CAILLEUX	T	Géologie SPCN
MAGNAN		Physique électricité
DAUDEL	T	Mécanique ondulatoire
Mlle FOURCROY		Biologie végétale SPCN
Mme CHOQUET BRUHAT		Mécanique analytique & mécanique céleste
Mlle VEIL	T	Physiologie générale
LWOFF	T	Microbiologie
SIESTRUNCK	T	Mécanique physique & expérim.
CABANNES	T	Mécanique générale
CAIRE	T	Géographie physique & géologie dynamique
COMOLET		Mécanique des fluides
DELLOUE	T	Physique de l'exosphère
HOUILLON		Biologie animale CPEM
OLIVIER		Anthropologie
SAMUEL	T	Mathématiques(ENS Jeunes Filles)
THIRY	T	Mécanique céleste
ABELES	T	Physique SPCN
AMAT	T	Thermodynamique
AUBOIN	T	Géologie
Mme BENOIT-GUEUTAL	T	Physique nucléaire & radio-activité
BOUGIS		Biologie végétale marine Villefranche-sur-Mer
RIGAUDY	T	Chimie SPCN
COLLONGUES		Chimie CPEM
DUBERT		Biochimie
NOZIERES		Physique générale
CADIOT		Chimie organique
IVANOFF		Océanographie physique
FRANCOIS		Zoologie
TALBOT		Génie chimique
Mme NOUGAREDE		Botanique
BRUHAT	T	Mathématique MPC
FOURNET		Electricité générale
DEHEUVELS	T	Mathématiques propédeutique
FURON	T	Géologie SPCN
Mme GANS	T	Génétique
GENEVES		Biologie végétale CPEM
HUPE	T	Pétrographie
HOLLANDE	T	Biologie générale
LIONS	T	Analyse numérique
MAITTE	T	Chimie organique
NICOLAS		Géologie appliquée
PANIGEL		Biologie générale
RAVIER	T	Pétrographie
MOREL F.	T	Physiologie comparée
ROSEAU	T	Mécanique théorique des fluides
ROUBINE		Electronique E.S.E.
SILBER	T	Chimie CPEM
UEBERSFELD	T	Electronique
	T	Théories physiques
HERVE	T	Mathématiques
Mme PECKER-WIMEL	T	Astrophysique

BALANSKI		Physique M.P.C.
LE CORRE	T	Electricité
NATAF	T	Physique nucléaire & radio-activité
ECHALIER	T	Biologie animale CPEM
BARRAUD	T	Physique CPEM
DARS		Géologie structurale & appliquée
CAMEFORT	T	Botanique (agrégation)
VICHNIEWSKY	T	Mécanique industrielle
SIGWALT	T	Chimie SPCN
BLAQUIERE		Electronique
BARUCH		Physique propédeutique
ARNOUS	T	Physique théorique
SLONIMSKI		Génétique
MALLIAVIN	T	Mathématiques propédeutiques
GAUDEMAR		Chimie propédeutique
BROUSSE	T	Mécanique théorique
ROSCH	T	Astronomie
GUY	T	Physique expérimentale
LAZARD		Mathématiques MPC
MOREL P.		Physique MPC
ARSAC		Programmation
LEFEBVRE		Chimie MPC
BOK		Physique propédeutique
CHAPEVILLE		Biochimie
BENOIT		Physique CPEM
RIO		Chimie CPEM
JAUZEIN		Géologie ENS
PREVOST G.		Biologie végétale CPEM
FAVARD P.		Biologie animale CPEM
Mme CHARNIAUX-COTTON		Evolution des êtres organisés
Mlle FICINI		Chimie CPEM
LEQUEUX		Astronomie
COHEN TANNOUDJI		Physique atomique
TAVERNIER		Physique CPEM
DURAND Michel		Biologie animale SPCN
PASCAUD		Physiologie
Mme PETIT		Biologie animale CPEM
CAGNAC		Physique agrégation
FALK-VAIRANT		Physique nucléaire
KRASNER	T	Mathématiques
BENZECRI	T	Statistiques
VINH MAU		Physique M.G.P.
DUQUESNES		Physique CPEM
SCHUTZENBERGER		Programmation
TREMILLON		Chimie MPC
FAYARD		Chimie MPC
BUVET		Chimie CPEM
AUTHIER		Physique MPC
PICINBONO	T	Physique CPEM
BONNEFILLE		Electrotechnique
Mme PUISEUX DAO		Biologie végétale

LE SECRETAIRE GENERAL

R. POULLAIN

UNIVERSITE DE PARIS

Janvier 1966 FACULTE DES SCIENCES D'ORSAY

PROFESSEURS

MANGEOT G.	T Biologie végétale	TONNELAT	T Biologie physico-chimique
JACQUINOT P.	T Optique	BRUNN Jan	T Géologie historique
GUINIER A.	T Electricité & physique des solides	JEAN M.	T Physique nucléaire
		BERGERARD J.	T Zoologie
GRIVET P.	T Electronique	ROGER J.	T Paléontologie
BLANC-			
LAPIERRE A.	T Accélérateur linéaire	LEFORT M.	T Chimie nucléaire
L'HERITIER P.	T Génétique des virus	LAGARRIGUE A.	T Physique des hautes énergies
LEMEE G.	T Ecologie végétale	JULLIEN J.	T Chimie structurale organique
MOYSE A.	T Physiologie végétale	ARNULF A.	T Optique
DODE M.	T Chimie thermodynamique	ROUAULT M.	T Diffraction électronique
DENY J.	T Mathématiques	MARECHAL A.	T Optique théorique et appliquée
RIVIERE A.	T Géologie générale et sédimentologie	MAZET R.	T Mécanique générale
		DAVID Serge	T Chimie agrégation
MICHEL A.	T Chimie minérale	GUERIN H.	T Chimie des gaz et des combustibles
MAY R.	T Anatomie comparée		
DELANGE H.	T Mathématiques	LESIEUR L.	T Mathématiques MPC et algèbre
CHAPELLE J.	T Physique expérimentale	KOURGANOFF	T Astronomie
LACOMBE P.	T Métallurgie	ARNOULT P.	T Physique électronique
BENOIT P.	T Physiologie générale	KAHANE J.P.	T Mathématiques
GUINOCHET J.	T Biologie végétale SPCN	BROCHARD J.	T Physique propédeutique
NERON A.	T Mathématiques	Mme RÖIZEN	T Physique C.P.E.M.
NOZERAN R.	T Botanique approfondie	BERTEIN F.	T Electronique
CASTAING R.	T Thermodynamique	MALGRANGE B.	T Mathématiques
ELLENBERGER F.	T Géologie structurale	CORABOEUF E.	T Physiologie animale
LEDERER E.	T Chimie biologique	FRIEDEL J.	T Physique des solides
RIZET J.	T Génétique	CHEVAUGEON J.	T Cryptogamie
LENDER T.	T Biologie animale SPCN	MEYER P.	T Physique théorique & atomique
POITOU G.	T Mathématiques	LEHMANN P.	T Accélérateur linéaire
FREON P.	T Chimie organique		

CHABBAL R.	T	Physique propédeutique
DELCROIX J.M.	T	Physique des plasmas
CERF J.	T	Mathématiques
D'ESPAGNAT B.	T	Physique théorique
SCHAEFFER P.	T	Microbiologie
DE GENES P.	T	Physique des solides
Mme MARTY N.		Physique propédeutique
GOURDIN M.		Physique théorique
PEREZ-Y-JORBA		Physique propédeutique
GORENFLOT E.		Biologie végétale SPCN
RIOU M.		Physique nucléaire
BROUSSE R.		Géologie S.P.C.N.
LIORET C.		Physiologie végétale
CLAUSER H.		Chimie biologique
JANCOVICI B.		Physique atomique
LURCAT J.		Physique propédeutique
LE BERRE J.		Entomologie
LAVOREL J.		Biophysique
PERIO P.		Physique propédeutique
FETIZON M.		Stéréochimie
CHEMLA M.		Chimie des isotopes
MAZIERES C.		Chimie SPCN
VILKAS M.		Chimie C.P.E.M.
BLANDIN A.		Physique des solides
BRUN G.		Génétique
MERCOUROFF		Physique agrégation
ANDRE J.		Microscopie électronique
CHEVALLIER F.		Physiologie animale
Mlle MARCOU		Biologie cellulaire C.P.E.M.
BOURDU R.		Physiologie végétale
BERKALOFF A.		Biologie animale CPEM
Mlle LEFORT M.		Biologie cellulaire CPEM

Mme LAMBERT	Physique C.P.E.M.
BIZOT J.C.	Physique M.P.C.
GUIRAUD J.P.	Mécanique
LABOUESSE B.	Chimie SPCN

Je prie Monsieur le Professeur OLMER qui m'a inspiré l'objet de ce travail et dont les conseils m'ont permis de le mener à bien, de trouver ici l'expression de ma profonde gratitude.

Je remercie vivement Monsieur BONNEFILLE, Maître de Conférence à la Faculté des Sciences, et Monsieur AUGES, Adjoint au Chef du Département "Etudes de Réseaux" aux Etudes et Recherches de l'ELECTRICITE DE FRANCE, d'avoir accepté de faire partie du Jury dont Monsieur le Professeur OLMER a bien voulu prendre la Présidence.

Ce travail a été effectué à l'ELECTRICITE DE FRANCE sous l'autorité des Etudes et Recherches.

Je remercie Monsieur GAUSSENS, Directeur Adjoint chargé du Service "Etudes de Réseaux et Calcul Automatique" qui m'a donné toutes facilités pour le réaliser.

Je tiens à témoigner ma profonde reconnaissance à M. AUGES pour ses bienveillants conseils qui m'ont été précieux.

Je remercie Mesdames MICHOULAND et NARDY, Mademoiselle ROUBEIX et Monsieur PIOGER du Service des Etudes de Réseaux et Calcul Automatique pour leur amicale collaboration à divers titres.

TABLE DES MATIERES

CHAPITRE I — Pages

GENERALITES SUR LES RESEAUX DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

1.1 - Fonction des systèmes électriques. 1

1.2 - Structure des réseaux électriques. 2

1.3 - Influence des impédances des lignes THT sur la répartition de puissance dans les postes THT/HT et dans le réseau HT 4

CHAPITRE II

SITUATION OPTIMALE DES POSTES D'INJECTION LIÉE AU DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE DES RESEAUX DE REPARTITION

2.1 - Définition du point optimal d'injection en fonction d'une construction économique des réseaux. 9

2.2 - Le "Centre électrique" dans les réseaux maillés 13

2.3 - Méthode de sélection des postes. 14

2.3.1 - Réseaux équivalents 14
2.3.2 - Réduction de deux réseaux "E" et "I" à leurs équivalents... 17
2.3.3 - Application du § 2.3.2. 18
2.3.4 - Description des étapes au procédé. 19

2.4 - Domaines d'application de la méthode des réseaux équivalents et des injections fictives. 20

CHAPITRE III

ESSAIS SUR RESEAU REEL

3.1 - Sélection des réseaux "E" et "I" 23

3.1.1 - Constitution du réseau "E", à partir du réseau disponible et réduction à son réseau équivalent. 23

Pages

a) Description du réseau "E" 23
b) Réduction du réseau "E" 23

3.1.2 - Constitution du réseau "I". 25

3.2 - Confirmation que la réduction des réseaux à leurs réseaux équivalents n'a aucun effet sur les transits dans les liaisons si les productions et les consommations restent constantes. 26

3.3 - Modification du schéma du point de vue des études à poursuivre. ... 29

a) Modifications dans le réseau "I" 29
b) Modifications dans le réseau "E" 29

3.4 - Sélection des liaisons servant à l'injection. 32

3.4.1 - Effet des différents modes de liaison 32

A.1 - Charges du réseau "I" normales 32

A.2 - Conclusions 41

A.3 - Remarque 41

B.1 - Charges du réseau "I" doublées 42

B.2 - Conclusions 43

3.4.2 - Sélection des liaisons 48

A.1 - Liaisons d'impédances égales 48

A.2 - Conclusion 49

B.1 - Liaisons d'impédances différentes 49

B.2 - Conclusion 58

3.4.3 - Transits parasites 58

3.4.4 - Adjonction de transformateurs pour remédier aux surcharges 62

a) Charges du réseau "I" normales 62
b) Charges du réseau "I" doublées 64

3.5 - Orientation possible des recherches futures concernant l'emplacement optimal des postes d'injection. 69

ANNEXES 70
BIBLIOGRAPHIE 77

INTRODUCTION

Le but de cette thèse est de démontrer l'utilité des injections de puissance au "centre électrique" des réseaux de répartition : c'est-à-dire au point le plus proche électriquement des charges.

Les centrales de production débitent sur les réseaux de transport à très haute tension (THT). C'est de ces réseaux THT que partent les liaisons THT qui injectent la puissance dans les réseaux de répartition à haute tension (HT). Nous devons donc, pour décider de l'injection dans les réseaux HT de répartition, tenir compte :

- des impédances des réseaux THT de transport
- des impédances des réseaux HT de répartition
- des impédances (lignes + transformateurs) des liaisons entre les réseaux THT et HT.

Actuellement, les réseaux de transport THT et de répartition HT sont maillés et il n'est pas possible de définir leur "centre électrique". Aussi, pour assurer le secours, pour remédier aux chutes de tension et aux pertes, nous devons injecter la puissance en plusieurs postes du réseau HT. Donc pour mettre en évidence le bénéfice de l'injection de puissance au "centre électrique" nous cherchons une méthode tenant compte des conditions mentionnées plus haut.

Nous réduisons le réseau de répartition (HT) à des points où il est possible d'envisager une injection : nous les appelons "sommets frontières" et par cette réduction nous obtenons les injections fictives en ces points. Celles-ci nous donneront une idée des distances électriques entre ces sommets frontières et les charges du réseau.

De même, nous réduisons le réseau de transport (THT) à des points à partir desquels il est possible d'envisager une injection vers le réseau de répartition : nous les appellerons également "sommets frontières". Comme précédemment les injections fictives en ces points nous donneront une idée des distances électriques entre ces "sommets frontières" et les productions du réseau.

Alors, pour satisfaire aux conditions d'injection au "centre électrique" nous connecterons les "sommets frontières" du réseau H.T. les plus proches électriquement des charges aux "sommets frontieres" du réseau THT les plus proches des productions.

Nous démontrons avec dès essais sur un réseau réel les bénéfices d'une telle localisation des injections, c'est-à-dire des postes de transformation THT/HT.

De plus, au cours de cette étude nous rencontrerons d'autres applications de cette méthode de réduction des réseaux à quelques sommets et l'obtention des injections fictives à ces sommets.

C H A P I T R E I

GENERALITES SUR LES RESEAUX DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

1.1 - FONCTION DES SYSTEMES ELECTRIQUES

Le niveau de progrès industriel d'un pays est mesuré par le degré de développement de ses sources d'énergie de façon à accomplir du travail utile. La découverte des sources d'énergie naturelles, le transport de cette énergie sous diverses formes et sa conversion en une forme utilisable pratiquement sont les facteurs essentiels d'une économie industrielle.

Les seuls moyens pour transporter l'énergie sous forme électrique sont les lignes ou câbles de transport. Le gaz est transporté par des pipelines. Chemins de fer, bateaux et pipelines transportent des produits pétroliers sur de grandes distances. Le charbon est transporté sur de grandes distances par chemins de fer et voies d'eau. Quand le charbon est la source primaire d'énergie électrique, les lignes de transport d'électricité deviennent les concurrentes du chemin de fer et des bateaux pour le transport d'énergie.

Le choix de l'emplacement d'une centrale thermique, proche d'un centre de consommation ou proche d'une mine de charbon, à condition qu'il existe une source d'eau aux deux endroits, dépend de la différence entre le coût de transport de l'énergie électrique par les lignes, et le coût de transport du charbon de la mine jusqu'au centre de consommation. Les pipelines sont en train de devenir les concurrents majeurs des lignes électriques de transport en fournissant de l'énergie à bas prix.

Le coût de transport des matériaux nucléaires (par exemple, l'uranium) est négligeable en comparaison du coût de transport de l'énergie équivalente sous forme des fuels fossiles. Cependant, l'implantation des réacteurs nucléaires en chaque centre de charge n'est pas réalisable. Donc l'augmentation du nombre de centrales nucléaires dans le futur ne réduira pas la croissance continuelle du réseau de transport d'énergie électrique.

L'énergie électrique produite par les sources hydrauliques est de prix acceptable seulement si son coût de transport est bas.

L'économie de transport d'énergie en une forme ou l'autre est influencée :

- par le fait que la demande d'énergie peut être continuelle ou intermittente,
- par la distance entre les points de productions et les points de consommations,
- par le coût d'installation du mode de stockage.

Le facteur de décision est le coût final dans lequel est inclus le coût de transport de l'énergie sous la forme désirée. La croissance énorme des réseaux électriques depuis vingt ans est preuve de la solidité économique de tels systèmes. Lors de la constructions de nouveaux réseaux ou lors du développement ou du fonctionnement de ceux existant nous devons toujours chercher les moyens d'agir les plus économiques.

Par suite nous allons montrer comment arranger la structure générale des réseaux pour satisfaire à cet impératif économique.

1.2 - STRUCTURE DES RESEAUX ELECTRIQUES

De façon générale un réseau électrique se compose de trois parties principales : les centrales de production, les lignes de transport et les réseaux de répartition.

En général, les centrales sont de deux types : hydrauliques ou thermiques. Les centrales hydrauliques peuvent marcher à pleine capacité seulement pendant une saison particulière. Les centrales thermiques peuvent fonctionner à pleine capacité en toutes saisons ; mais le coût de production varie d'une centrale à l'autre.

De même, les charges sur le réseau varient pendant la journée et d'un jour à l'autre. Par des méthodes de répartition économique nous arrivons à savoir par quelles centrales alimenter les charges pour obtenir la meilleure régulation de tension et l'exploitation la plus économique.

En cas d'indisponibilité de lignes (déclenchement, entretien, etc...) ou de moyens de production, les charges doivent être alimentées par des lignes ou des centrales de secours.

La situation des centrales hydrauliques est fixée par l'emplacement des chutes d'eau, mais, la situation des centrales thermiques utilisant les combustibles fossiles ou nucléaires est plus libre. Les centrales thermiques sont situées partout dans le système de telle façon qu'il y ait au moins une centrale proche de chaque grand centre de consommation. Bien entendu à condition de disposer du réfrigérant nécessaire.

Ainsi les centrales hydrauliques demandent, souvent, le transport de grandes quantités d'énergie électrique sur de grandes distances, tandis que, les centrales thermiques exigent le transport sur de courtes distances.

Donc, dans un réseau bien développé, toutes les centrales sont connectées entre elles par un réseau maillé de lignes de transport, de telle sorte que leur production soit disponible en même temps pour alimenter les charges. Sur ce réseau maillé formé par les lignes de transport nous créons des postes de transformation pour alimenter les réseaux de répartition. Ainsi, les lignes de transport servent de liens entre les centrales et les réseaux de répartition.

Un réseau de répartition connecte toutes les charges individuelles dans une aire donnée, aux lignes de transport.

Le choix des tensions des lignes constituant

- le réseau de transport,
- les réseaux de répartition,
- les liaisons entre ces deux réseaux

est décidé par comparaison entre :

- le coût d'investissement initial pour la construction des lignes et des appareils installés
- et, le coût de fonctionnement du système.

Jusqu'à une certaine limite, l'augmentation de tension agit en réduisant les pertes électriques pour une épaisseur de conducteur donnée, ou, permet de réduire l'épaisseur de conducteur pour une perte de puissance donnée, ce qui entraîne une économie de matière.

Cependant, l'économie obtenue par le choix d'une tension plus haute est pour une grande part perdue à cause de :

- l'augmentation des pertes dans la zone environnant les conducteurs qui est ionisée par le gradient excessif de tension autour de la ligne,

- et, à cause de l'augmentation du coût des isolateurs, transformateurs, interrupteurs et disjoncteurs.

Les coûts de tels appareils augmentent si rapidement aux hautes tensions qu'il y a une limite maximale de tension au-dessus de laquelle la construction des lignes de transport n'est plus économique. L'influence sur les émissions radio-électriques est aussi un facteur affectant le choix de la tension.

Les divers niveaux de tension employés pour les réseaux électriques sont :

T.H.T.	(Très Haute Tension).....	plus grand que 150 kV
H.T.	(Haute Tension)	45 kV à 90 kV
M.T.	(Moyenne Tension)	5 kV à 30 kV
B.T.	(Basse Tension)	380 volts

Après avoir choisi la tension des lignes de transport nous devons nous assurer que le maximum de puissance soit transité par les lignes T.H.T. plutôt que H.T. et ceci sur des distances les plus grandes possibles. Ceci est réalisé en créant des postes d'injection THT/HT les plus proches possible électriquement et géographiquement des charges. Ainsi nous assurerons des transits minimum sur les lignes HT et, donc, un coût de construction le plus faible possible pour les réseaux HT de répartition. Dans le paragraphe suivant nous montrerons par des considérations mathématiques l'influence des impédances des lignes T.H.T. sur la répartition des puissances dans les réseaux HT.

De ce qui a été dit ci-dessus, nous pouvons conclure que nous devons prendre des précautions spéciales pour l'interconnexion des réseaux maillés THT avec les réseaux maillés de répartition H.T. C'est-à-dire, que nous devons choisir judicieusement les postes d'injection sur le réseau H.T. et, leurs interconnexions avec le réseau T.H.T., car, avec un tel choix nous pouvons faire des économies importantes pour la construction des réseaux H.T.

Nous verrons dans les chapitres suivants les critères de sélection des interconnexions et des postes d'injection,et nous démontrerons par des essais comment nous pouvons diminuer les pertes d'une part et d'autre part faire des économies sur les conducteurs.

1.3 - INFLUENCE DES IMPEDANCES DES LIGNES T.H.T. SUR LA REPARTITION DE PUISSANCE DANS LES POSTES T.H.T./H.T. ET DANS LE RESEAU H.T.

Pour bien comprendre l'application pratique de cette démonstration considérons le réseau électrique suivant avec un réseau maillé T.H.T. A.B.C.D. sur lequel débitent plusieurs centrales G_1, G_2, G_3 et G_4. Des points "L" et "M" nous faisons partir des lignes T.H.T. pour alimenter un réseau H.T. de répartition (voir figure 1.1, ci-dessous):

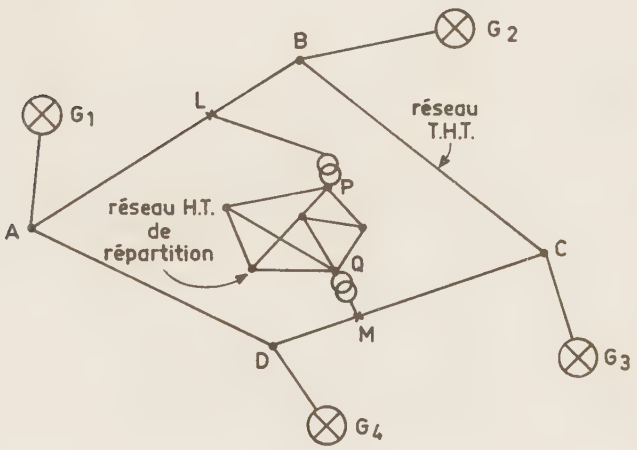


Figure 1.1

Aux points P et Q de ce réseau H.T. nous créons des postes de transformation THT/HT pour l'alimenter.

En pratique, la répartition des charges en ces postes THT/HT, c'est-à-dire aux deux points P et Q, de même que la répartition des puissances sur les lignes du réseau HT, dépendent plutôt des lignes du réseau THT que des lignes du réseau HT.

Pour faire la démonstration mathématique, considérons l'exemple suivant dans lequel une centrale "G" alimente une charge Z, soit par exemple, un ensemble d'usines connectées à la ligne 90 kV. La centrale est évacuée en 225 kV jusqu'aux postes 225/90 kV, T_A (voir figure 1.2, ci-dessous):

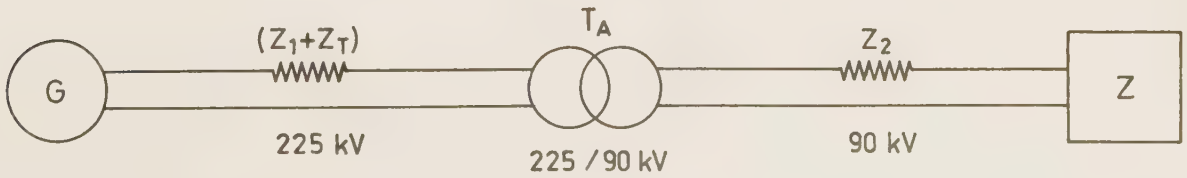


Figure 1.2

Au-delà de ce poste la puissance est transportée sous une tension 90 kV jusqu'à la charge.

Le réseau considéré est triphasé équilibré, nous pouvons donc faire les calculs en considérant une seule phase (la fig.1.2 est faite pour une phase).

Appelons : Z_1 = impédance de la ligne 225 kV

Z_2 = impédance de la ligne 90 kV

Z_T = impédance du transformateur ramenée au primaire (225 kV)

Impédance totale ramenée à 225 kV

$$= Z_1 + Z_T + Z_2 \cdot \left(\frac{225}{90}\right)^2$$

$$= Z_1 + Z_T + Z_2 \times 6{,}25$$

Nous voyons que l'impédance de la ligne 90 kV vue du côté 225 kV est multipliée par le facteur 6,25.

En général dans les réseaux réels les impédances du réseau 90 kV sont plus grandes que celles du réseau 225 kV,

La répartition des puissances dans le réseau est fonction :

- des impédances du réseau 225 kV
- des impédances du réseau 90 kV
- des variations des points d'injection du réseau 90 kV.

Considérons la figure 1.3, dans laquelle ABCD est un réseau 225 kV. Au point "A" de ce réseau est située une production de 400 MW et, au point C une charge de 350 MW.BD est une ligne 90 kV. Au point "E" de cette ligne 90 kV est située une charge de 50 MW.

Nous considérons toutes les impédances ramenées au 225 kV, nous ne représenterons donc pas les transformateurs.

Dans tous les essais sur ce réseau, nous utiliserons l'approximation du courant continu (v. Annexe I) pour calculer la répartition de puissance.

La figure 1.3 nous montre la répartition des puissances:

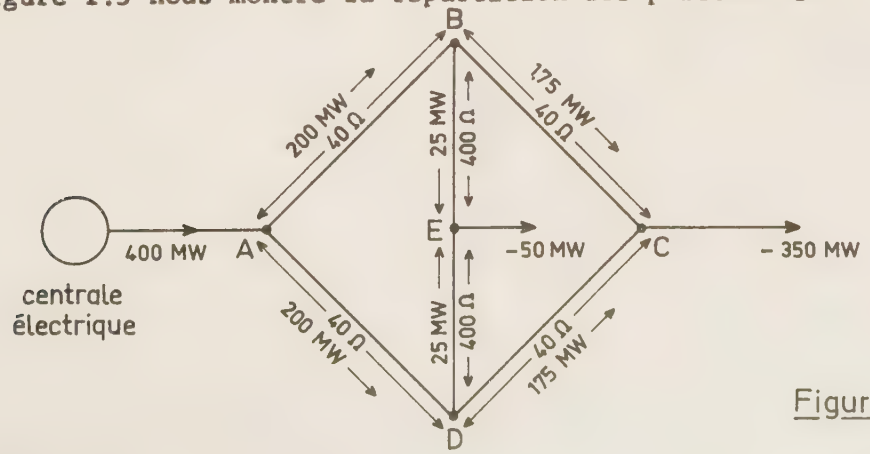


Figure 1.3

Cette figure représente un cas réel dans lequel une centrale débite sur le réseau maillé 225 kV. A ce réseau 225 kV est connecté un réseau de répartition (90 kV) qui absorbe une partie de la puissance totale débitée sur le réseau 225 kV. Le reste de cette puissance sert à alimenter les charges des autres réseaux de répartition.

Nous calculons à nouveau la répartition des puissances pour les différents cas mentionnés plus haut.

1 - Diminuons de 30 ∩ l'impédance de la ligne 225 kV, AB (voir figure 1.4 ci-dessous):

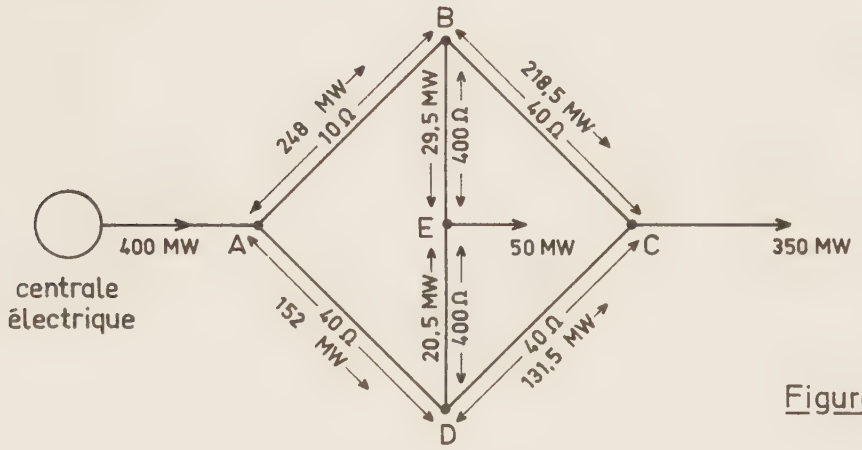


Figure 1.4

2 - Diminuons de 30 ∩ l'impédance de la ligne 90 kV, BE (voir figure 1.5 ci-dessous) :

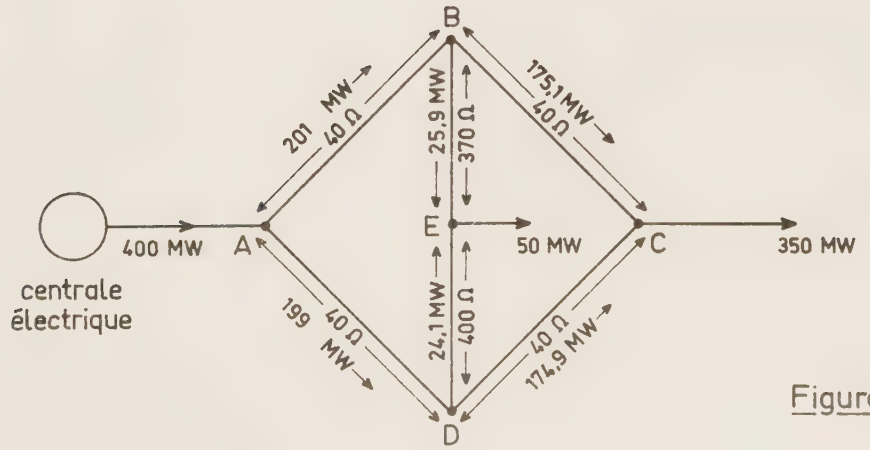


Figure 1.5

En comparant 1 et 2 nous constatons qu'une variation de 30 ∩ de la ligne 225 kV a modifié de façon appréciable les transits dans la ligne 90 kV, tandis qu'une variation de 30 ∩ de cette ligne 90 kV entraîne des variations de transits moins importants dans cette même ligne.

3 - Déplacement d'un des points d'injection dans le réseau 90 kV.

a) Déplacement de B à F :

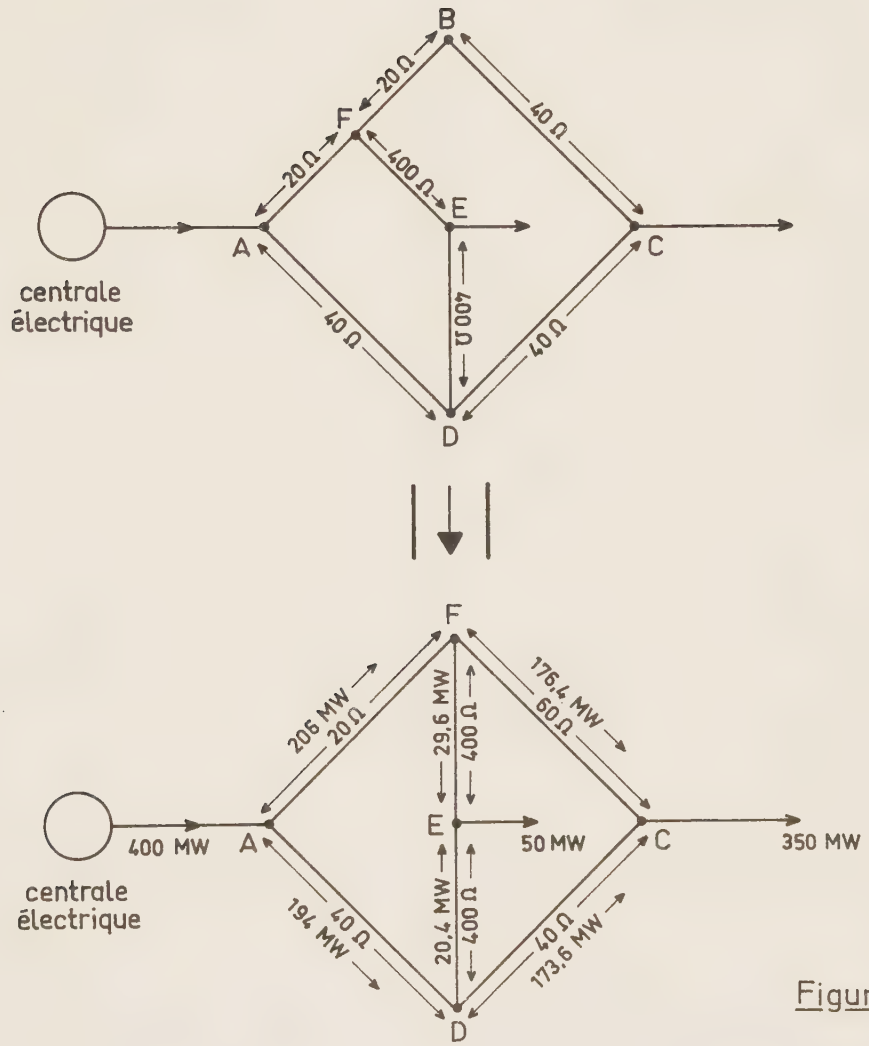


Figure 1.6

b) Déplacement de B à G :

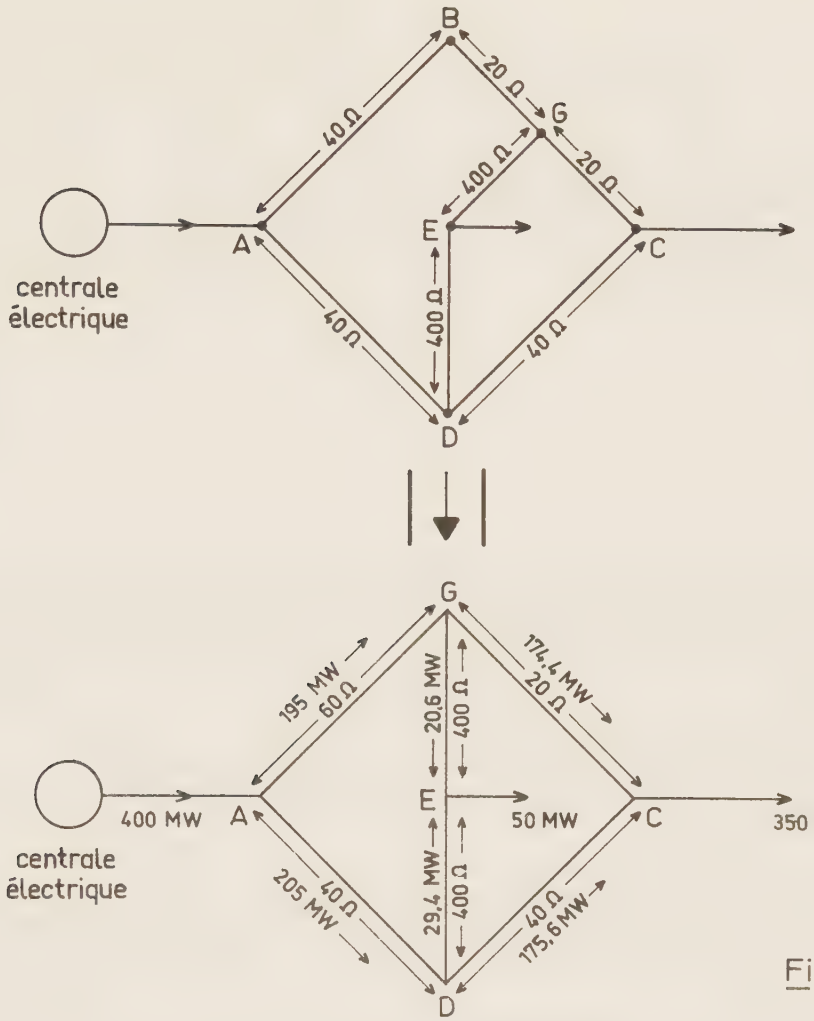


Figure 1.7

Des essais (a) et (b), nous déduisons que le déplacement du point d'injection du réseau 90 kV a modifié de façon appréciable les transits dans celui-ci.

Nous pouvons généraliser ces résultats et les appliquer au cas d'un réseau réel (voir la figure 1.1). Pour ceci, nous pouvons changer les points d'injection dans le réseau H.T. ou bien multiplier les liaisons 225 kV entre les deux réseaux T.H.T. et H.T. Ainsi nous pouvons "jouer" sur les transits dans les postes 225/90 kV de même que sur les lignes du réseau H.T.

Nous concluons, donc, que c'est plutôt la partie du réseau 225 kV qui détermine la répartition dans les postes de transformation 225/90 kV de même que dans le réseau 90 kV.

../.

CHAPITRE II

SITUATION OPTIMALE DES POSTES D'INJECTION LIEE AU DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE DES RESEAUX DE REPARTITION

La répartition de puissances dans un réseau entre les différents points de production ou d'injection et les points de consommation se fait selon les lois d'Ohm et Kirchoff. De cette façon, les transits de puissance chargent ou peuvent surcharger les lignes et postes existants sur leurs chemins.

Nous avons intérêt pour des raisons économiques comme nous le verrons plus tard à ce que les chemins suivis par les transits de puissance soient les plus courts possible électriquement et géographiquement.

Dans les étapes qui suivent nous démontrerons comment, par la sélection optimale de la situation des postes d'injection, nous pouvons nous arranger pour réduire les distances électriques et géographiques traversées par les transits de puissance dans les réseaux de répartition.

Pour arriver à cette démonstration nous devons d'abord définir le point optimal pour l'injection.

Nous verrons au § 2.1 qui suit comment le trouver.

2.1 - DEFINITION DU POINT OPTIMAL D'INJECTION EN FONCTION D'UNE CONSTRUCTION ECONOMIQUE DES RESEAUX

Nous allons définir ce point en prenant une ligne 90 kV isolée avec des charges et nous démontrerons les avantages qu'il y a à utiliser ce point optimal comme point d'injection de puissance.

Pour la démonstration considérons deux points A et B liés par une ligne AB, et, prenons deux charges placées en A et B respectivement (voir figure 2.1 ci-dessous) :

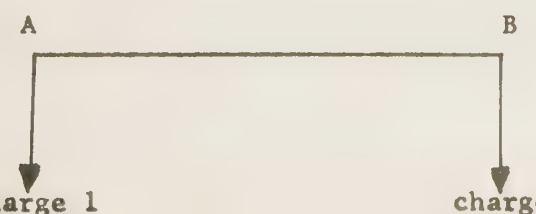


Fig. 2.1

Nous ferons dans nos calculs les approximations appelées "approximations du courant continu"(1). Cette supposition nous permettra de raisonner sur les puissances plutôt que sur les courants.

Soit "a" la section du conducteur AB, en m^2 et "ℓ" sa longueur en mètres.

Le conducteur AB représente une résistance de "R" ohms correspondant à la section et au matériau utilisé.

Les charges en "A" et "B" ayant été augmentées de zéro à une quantité quelconque, nous voulons trouver le point d'injection le plus économique.

Nous étudions l'économie par rapport à deux points de vue :

a) Point de vue des additions de volume du matériel pour supporter les charges.

b) Point de vue des pertes minimales. Le calcul pour les pertes sera fait pour la ligne déjà modifiée pour supporter les charges.

a)

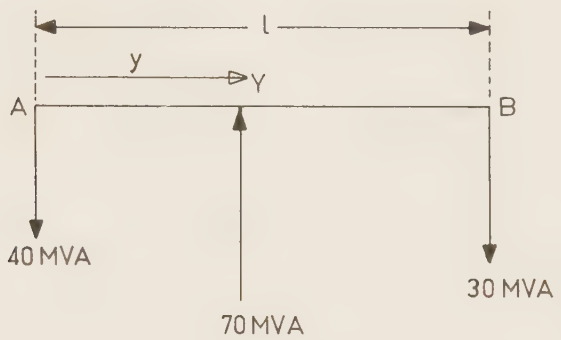


fig. 2.2

Supposons les charges en A et B respectivement égales à 40 et 30 MVA (figure 2.2 ci-dessus) :

Supposons la charge maximale permise sur le conducteur AB égale à 25 MVA et donc 25/a MVA par m^2. Supposons que la puissance totale (30+40) = 70 MVA soit injectée en Y : à la distance "y" mètres du point "A".

Le long de AY le transit est de 40 MVA.

S'il y a surcharge le volume à ajouter pour AY sera :

$$= \frac{\text{(surcharge) x y}}{\text{Densité permise}} = \frac{(40 - 25)\ y}{25/a}$$

$$= y \times \frac{15}{25}\ a = \frac{3a}{5}\ y\ .\ m^3$$

Notons que ce cas de variation continue des sections est tout à fait théorique, car, en pratique les conducteurs disponibles ont des sections qui varient par paliers.

../.

(1) Voir Annexe I.

De même, le volume à ajouter pour YB afin de supporter la surcharge est

$$= \frac{(30 - 25)}{25} \quad a \times (\ell - y)$$

$$= \frac{a}{5} \quad (\ell - y)$$

Le volume total à ajouter est donc :

$$= \frac{a}{5} \quad (3y + \ell - y)$$

$$= \frac{a}{5} \quad (2y + \ell)$$

Il est minimum quand y=o. C'est-à-dire quand nous injectons la puissance au point où la charge est la plus élevée ; ici le point A :

b)

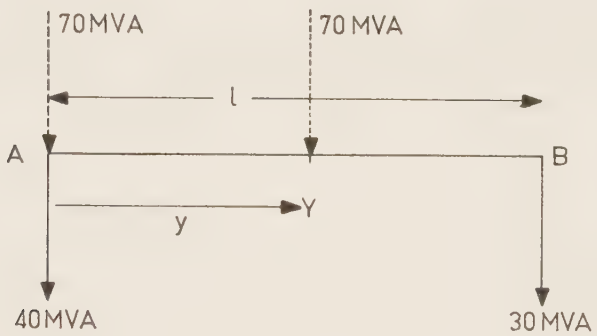


fig 2.3

Les pertes actives sur les lignes sont = I^2R

où $R = \frac{\rho \text{ longueur}}{a}$, et I est le courant en ampères.

Nous pouvons facilement montrer que si nous injectons la puissance de 70 MVA en A (fig. 2.3) nous devons augmenter la section de AB de $\frac{a}{5}$ pour supporter la charge de 30 MVA qui traverse AB.

Le courant (I) correspondant à 30 MVA

$$I = \frac{30 \times 10^6}{\text{Tension}} = 30 \text{ K Ampères}$$

où K est une constante

Donc les pertes seront : $p = I^2 \frac{\rho \ell}{a}$

$$= (30\ K)^2 \times \frac{\rho . \ell}{a + \frac{a}{5}} = \frac{30^2\ K^2\ \rho\ .5}{6a} \ . \ \ell \quad \text{(L)}$$

../.

Si nous injectons la puissance de 70 MVA au point "Y", situé à "y" mètres de "A", nous avons les pertes :

$$P = \frac{30^2 K^2 \rho . 5}{6a} (\ell - y) + \frac{40^2 K^2 \rho . 5}{8a} . y$$

{ car pour 40 MVA la section de ligne nécessaire est $a + \frac{3a}{5} = \frac{8a}{5}$

$$= \frac{30^2 K^2 \rho .5 . \ell}{6a} + y \left[\frac{40^2 K^2 \rho .5}{8a} - \frac{30^2 K^2 \rho .5}{6a} \right]$$

$$= \frac{30^2 K^2 \rho.5 \ell}{6a} + \frac{y K^2 \rho.5}{a} \left[50 \right] \quad \text{——} \quad (M)$$

Nous voyons que la quantité (M) est plus grande que (L) tant que "y" est plus grand que zéro.

Nous pouvons le voir mieux avec un autre exemple en prenant seulement 1 MVA de différence entre les charges (figure 2.4 ci-dessous) :

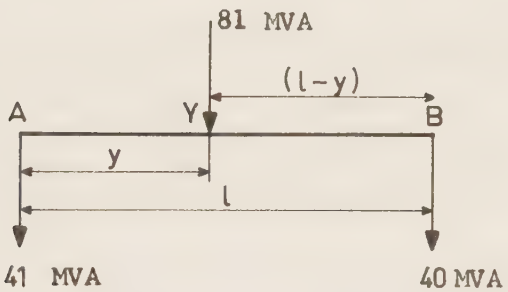


Figure 2.4

Prenons une injection de 81 MVA, les charges en A et B étant 41 MVA et 40 MVA respectivement, donc, pour la distance AY, une puissance transitée de 41 MVA.

Différence entre puissance effective et puissance admissible : 41-25
soit : 16 MVA

Donc, section à ajouter pour supporter la charge totale de 41 MVA :

$$\frac{16}{25/a} = \frac{16a}{25}$$

D'où une section totale

$$a + \frac{16a}{25} = \frac{41a}{25}$$

Le long de YB de distance $(\ell - y)$ le transit est de 40 MVA.

../.

Donc, les pertes totales sur la ligne AB sont :

$$= \frac{40^2K^2\,\rho.5}{8a}\,(\ell - y) + \frac{41^2K^2\,\rho.y.25}{41a}$$

$$= \frac{40^2K^2\,\rho.5}{8a}\,\ell + y\left[\frac{41^2K^2\,\rho.25}{41a} - \frac{40^2K^2\,\rho.5}{8a}\right]$$

$$= \frac{40^2K^2\,\rho.5}{8a}\,\ell + \frac{\rho K^2 5y}{a}\left[\frac{41^2 \times 5}{41} - \frac{40^2}{8}\right]$$

$$= \frac{40^2K^2\rho.5}{8a}\,\ell + \frac{\rho K^2 5y}{a}\left[205 - 200\right] \text{ ——— } (N)$$

Cette quantité (N) est plus grande que (L) quand $y > 0$. C'est-à-dire les pertes sont minimales quand nous injectons la puissance au point de plus grande charge : ici le point A.

C'est le point le plus proche électriquement de l'ensemble des charges. Nous l'appellerons "Centre électrique". Nous connaissons déjà les avantages d'injection de puissance en ce point.

2.2 - LE"CENTRE ELECTRIQUE" DANS LES RESEAUX MAILLES

En pratique, nous avons toujours des réseaux maillés. Dans ceux-ci, il n'est pas possible de définir un point appelé "centre électrique" qui soit le point le plus près électriquement des charges, et où nous pouvons injecter la puissance totale comme nous l'avons vu dans le cas d'une ligne isolée au § 2.1.

Aussi, nous sommes obligés d'injecter la puissance en plusieurs postes en prévision des chutes de tension etc... Donc, nous essayons en injectant la puissance en plusieurs postes, d'obéir au principe d'injection au "centre électrique", c'est-à-dire, d'injecter la puissance le plus près électriquement des charges.

Nous verrons plus tard par une démonstration sur un réseau réel l'économie obtenue en appliquant ce principe d'injection.

Le choix d'injection est limité à un petit nombre de postes du réseau HT pour plusieurs raisons : par exemple, l'interdiction du passage des lignes T.H.T. en certains endroits, la non-disponibilité de terrain pour la construction des postes etc... Ces postes sont connectés aux postes du réseau à tension supérieure, sur lequel débitent les centrales de production. Appelons ce dernier réseau T.H.T. "E" et, le réseau de répartition H.T., "I".

Le problème est donc le suivant :

Le choix d'injection étant limité à un petit nombre de postes, le but est de définir les postes qui répondent le mieux aux objectifs suivants :

a) Minimum de pertes de puissance électrique
b) Minimum de volume des conducteurs

../.

Ceci sera développé et démontré pour le cas des réseaux maillés HT de répartition.

Le nombre des interconnexions entre les réseaux "E" et "I" est fixé par le nombre d'injecteurs décidés pour le réseau "I". Dans ce qui suit nous verrons les méthodes et les critères qui permettront, ce nombre étant fixé, de sélectionner les interconnexions particulières à faire, parmi toutes celles possibles.

2.3 - METHODE DE SELECTION DES POSTES

La méthode par laquelle nous faisons le choix des postes, utilise les propriétés des réseaux équivalents aux réseaux maillés donnés.

2.3.1 -Réseaux équivalents

Le réseau équivalent d'un certain réseau donné, vu de quelques sommets dits "sommets frontières" est le réseau résultant composé des sommets frontières, connectés entre eux par des impédances dites "impédances fictives" ainsi que des charges et productions rapportées à ces sommets ; les injections (charges ou productions) en chacun des sommets du réseau équivalent sont appelés "injections fictives".

Considérons un réseau actif enfermé dans la zone ABCD avec seulement trois bornes L,M,N sorties (fig. 2.5). Nous pouvons obtenir un réseau

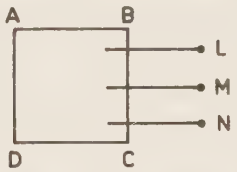


Figure 2.5

équivalent à ce réseau actif. Ce sera un réseau passif tel que les productions et consommations sont rapportées àux bornes L,M,N.

Donc, ce réseau équivalent connecté à un réseau quelconque actif ou passif produira dans ce dernier réseau les mêmes transits de puissances, que le réseau réel.

EXEMPLE

Considérons le réseau donné ci-dessous (fig. 2.6), composé de trois lignes 12, 23, 31. tel que les valeurs des admittances pour les équations des injections aux sommets 1, 2 et 3, sont celles données par la figure,

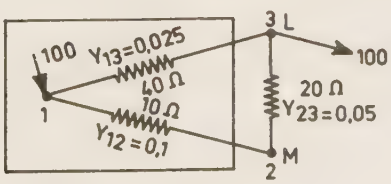


Figure 2.6

Y_{11} = + 0,125 mho I_1 = 100 Ampères

Y_{22} = + 0,15 mho I_2 = 0 Ampères

Y_{33} = + 0,075 mho I_3 = -100 Ampères

Notons que nous faisons dans les calculs les "approximations en courant continu", donc nous ne prenons que les réactances et négligeons les résistances des lignes et leur capacité. (voir annexe I)

Ce réseau a un débit de 100 ampères au sommet 1, et peut être connecté à un réseau quelconque par les bornes L et M reliées respectivement aux sommets 3 et 2.

Supposons que la borne "L" soit connectée à une charge de 100 A, la borne M n'étant connectée à aucune charge. Donc, en négligeant les pertes le débit de 100 ampères au sommet "1", est consommée au sommet L.

Les équations des injections aux sommets sont : (Réf. 3).

$$I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 \quad \text{——} \quad \text{(i)}$$

$$I_2 = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 \quad \text{——} \quad \text{(ii)}$$

$$I_3 = Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 \quad \text{——} \quad \text{(iii)}$$

Les admittances Y_{12}, Y_{13} et Y_{23} sont négatives.

Nous voulons supprimer le sommet 1 et obtenir le réseau équivalent, c'est-à-dire le réseau qui reste exactement le même pour le réseau de charge qui absorbe 100 ampères à la borne "L".

Pour cela nous devons trouver les injections rapportées aux sommets conservés L et M et la nouvelle admittance entre L et M.

Bien entendu, les tensions V_1 et V_2 aux sommets L et M restent les mêmes.

En tirant V_1 de l'équation (i) et mettant en équations (ii) et (iii), Nous avons :

$$\left(I_2 - \frac{Y_{21}}{Y_{11}} I_1\right) = \left(Y_{22} - \frac{Y_{12}^2}{Y_{11}}\right) V_2 + \left(Y_{23} - \frac{Y_{21}Y_{13}}{Y_{11}}\right) V_3 \quad \text{——} \quad \text{(ii)'}$$

$$\left(I_3 - \frac{Y_{31}}{Y_{11}} I_1\right) = \left(Y_{32} - \frac{Y_{12} \cdot Y_{31}}{Y_{11}}\right) V_2 + \left(Y_{33} - \frac{Y_{13}^2}{Y_{11}}\right) V_3 \quad \text{——} \quad \text{(iii)'}$$

ou

$$\left.\begin{aligned} I_2' &= Y_{22}' V_2 + Y_{23}' V_3 \\ I_3' &= Y_{32}' V_2 + Y_{33}' V_3 \end{aligned}\right\} \quad \text{——} \quad (X)$$

Nous avons pour le réseau donné les admittances inscrites sur la figure (2). De là nous calculons I_2' et I_3' des équations (X) .

Nous avons $I_2' = I_2 - \frac{Y_{21}}{Y_{11}} I_1$

$$= \frac{0,1}{0,125} \times 100 = 80$$

$$\boxed{I_2' = 80}$$

../.

$$Y'_{22} = Y_{22} - \frac{Y_{12}^2}{Y_{11}} = 0,15 - \frac{0,01}{0,125}$$

$$\boxed{Y'_{22} = 0,07 \text{ mho}}$$

$$Y'_{23} = Y_{23} - \frac{Y_{21}.Y_{13}}{Y_{11}} = -0,05 - \frac{0,1 \times 0,025}{0,125}$$

$$\boxed{Y'_{23} = -0,07 \text{ mho}}$$

$$I'_3 = I_3 - \frac{Y_{31}}{Y_{11}} . I_1 = -100 + \frac{0,025}{0,125} \times 100$$

$$\boxed{\begin{aligned} I'_3 &= -100 + 20 \\ &= -80 \end{aligned}}$$

$$Y'_{32} = Y_{32} - \frac{Y_{12}.Y_{31}}{Y_{11}} = -0,05 - \frac{(0,0025)}{0,125}$$

$$\boxed{Y'_{32} = -0,07 \text{ mho}}$$

$$Y'_{33} = Y_{33} - \frac{Y_{13}^2}{Y_{11}} = 0,075 - \frac{(0,025)^2}{0,125}$$

$$\boxed{Y'_{33} = 0,07 \text{ mho}}$$

Nous obtenons le réseau équivalent suivant :

Figure 2.7

Notons que sur la branche 23 , la chute de tension est :

Réseau original : I X = 57,1 x 20

$$\simeq 1144$$

../.

Réseau équivalent : I'X' = 80 x 14,3

= 1144

C'est-à-dire que la chute de tension IX est resté constant entre les deux sommets 2 et 3 parce que les tensions de ces deux sommets n'ont pas variées.

CONCLUSIONS

En réduisant le réseau donné à son réseau équivalent, nous arrivons aux observations suivantes :

(i) Les valeurs des admittances fictives du réseau équivalent réduit sont INDEPENDANTES des productions ou charges aux différents sommets.

(ii) Les productions et charges des sommets supprimés sont réparties parmi les sommets conservés en proportion inverse des distances électriques (impédances) existant entre les sommets conservés, et supprimés.

2.3.2 - Réduction de l'ensemble constitué par un réseau T.H.T. existant (avec productions et consommations) appelé "E" et un réseau H.T. nouveau (avec consommations seulement) appelé "I", à un ensemble de deux réseaux équivalents tels que quand les deux réseaux réduits sont interconnectés le transit dans chacune des interconnexions reste le même qu'avec l'interconnexion des deux réseaux sous leurs formes réelles

Cette réduction nous permettra de bien choisir l'emplacement des postes de transformation pour alimenter le réseau "I" comme nous le verrons plus loin.

Supposons que, compte tenu des conditions géographiques et techniques il existe trois possibilités d'interconnexion entre ces deux réseaux comme le montre le schéma (fig. 2.8) ci-dessous :

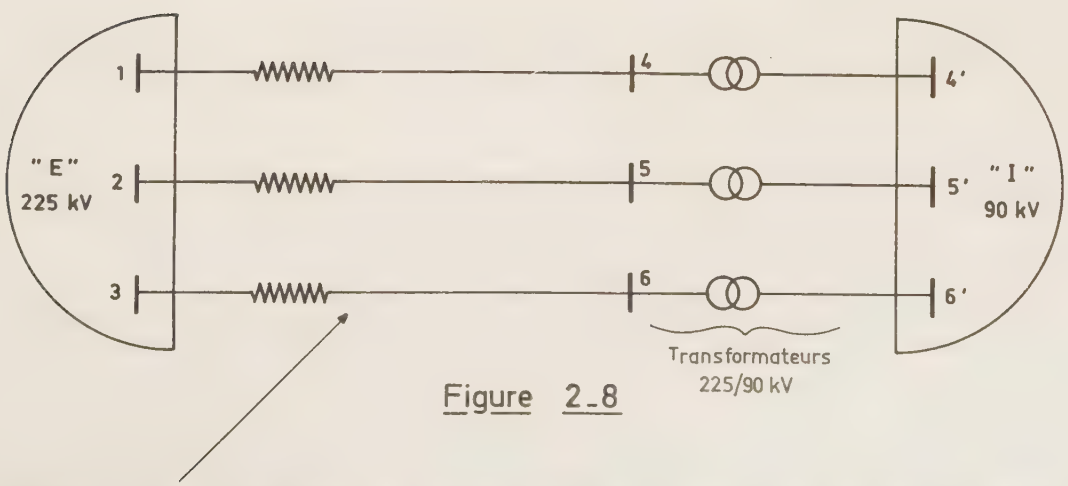


Figure 2.8

Lignes 225 kV joignant le réseau "E" aux postes 225/90 kV du réseau "I" 90 kV.

../.

Pour réduire les deux réseaux à leurs réseaux équivalents nous les considèrerons séparément.

1 - Considérons premièrement le réseau "E", existant. Dans ce réseau $\Sigma P=0$, c'est-à-dire que la somme des productions est égale à la somme des consommations.

A ce réseau doit être connecté le réseau nouveau "I" avec une somme des charges égale à"P_I".

Dans le réseau "E" nous augmentons la production des centrales (sélectionnées selon l'ordre économique) pour alimenter cette charge "P_I".

Comme le réseau "E" doit être considéré isolé du réseau "I" et son bilan ΣP doit être égal à zéro(1), pour trouver son réseau équivalent, nous mettons la charge "P_I" du réseau "I" sur un des sommets frontières disons "1".

Alors, nous le réduisons au réseau équivalent en conservant les sommets 1,2,3 et un sommet quelconque, dit de production (ou sommet bilan), très loin électriquement de ces trois sommets.

Dans le réseau équivalent ainsi obtenu nous obtenons des injections fictives aux sommets conservés. De l'injection fictive obtenue au sommet "1" nous enlevons la charge de "I" rapportée auparavant à ce sommet. L'injection résultante est celle dûe aux productions et consommations totales de "E".

Notons que maintenant "P_I" représente l'excèdant de bilan.

2 - Considérons le réseau "I" séparément. Mettons une production pour alimenter ses charges au sommet 6', et réduisons-le à son équivalent vue des sommets frontières 4', 5', 6'.

Des injections fictives sont obtenues. Enlevons la production mise au sommet 6'. Le bilan des charges de ce réseau est alors de "$-P_I$".

3 - Connectons les deux réseaux équivalents par des liaisons 225 kV et des transformateurs 225/90 kV (voir figure 2.8). Dans l'ensemble ainsi créé $\Sigma P=0$.

Les transits dans les transformateurs 4, 5 et 6 sont exactement les mêmes que ceux obtenus quand les deux réseaux sont connectés sous la forme originale, c'est-à-dire sans avoir été réduits.

2.3.3 - Application de cette méthode de réduction et interconnexion des réseaux

Considérons que nous avons un réseau quelconque existant avec des productions et consommations. A ce réseau, nous devons connecter un réseau nouveau dont la construction est dûe par exemple, à l'établissement d'une nouvelle ville ou complexe industriel. Nous rencontrons souvent ces cas dans les pays en voie de développement.

Pour faire notre étude dans ce contexte, nous considérons le réseau "E" comme réseau existant, "I" étant le réseau nouveau. Toute la production étant située dans le réseau "E", nous voulons trouver la meilleure façon d'injecter la puissance au réseau "I" pour alimenter ses charges.

(1) Voir ANNEXE II.

Notre critère pour en juger est de trouver une méthode d'interconnexion qui nous donnera le minimum de pertes et le coût minimal de construction pour le réseau "I". Notons que la répartition en "I" variera avec les points d'injection de puissance, et, les points du réseau "E" auxquels ces injections sont reliées.

Les liaisons 225 kV entre "E" et "I", et les postes d'injection du réseau "I" doivent être établis de telle façon que la puissance soit injectée en "I" selon le principe d'injection au "centre électrique". Ainsi la puissance empruntera pour alimenter les charges le chemin le plus court possible électriquement et géographiquement. Ceci assurera une chute de tension minimale, des pertes minimales et, un volume des conducteurs du réseau "I" minimum parce que :

(i) Les plus petites distances électriques (impédance minimale) entre injecteurs et charges signifient un maximum de chemins électriques en parallèle entre injecteurs et charges, ce qui assure une surcharge minimale des lignes existantes.

(ii) La longueur géographique minimale entre injecteurs et charges assure le coût minimal de renforcement des lignes existantes lorsqu'elles sont surchargées.

Au chapitre III, nous démontrerons ces points par des essais sur un réseau réel.

2.3.4 - Description des étapes du procédé

En pratique, nous procédons par les six étapes suivantes :

1 - Nous sélectionnons les emplacements de "I" où nous pouvons créer des postes d'injection en tenant compte des considérations suivantes :

a) Proximité des grandes charges

b) Disponibilité d'espace

c) Libre passage des lignes et câbles THT

d) Homogénéïté de la répartition des postes dans le réseau

e) Développement futur des charges et donc du réseau

2 - Nous sélectionnons les emplacements de "E" où nous pouvons connecter les postes sélectionnés dans le réseau "I".

3 - Nous réduisons les deux réseaux à leurs réseaux équivalents vus des postes sélectionnés en 1) et 2), dits "sommets frontières". Nous obtenons ainsi des injections fictives (de production ou consommation) à des sommets frontières.

4 - Nous connectons les sommets frontières respectifs des deux réseaux et ainsi les sommets du réseau "E" ayant les productions fictives les plus grandes seront reliés aux sommets du réseau "I" ayant les charges fictives les plus grandes. Ce mode d'interconnexion réduit les transits sur les impédances fictives du réseau "I" car nous respectons alors au mieux la condition d'injection au "centre électrique" et réduisons ainsi les distances électriques (impédances) entre productions et consommations.

../.

5 - Nous décidons du nombre de postes à créer dans le réseau "I" en tenant compte des considérations suivantes :

a) La charge totale du réseau "I"
b) Les cas possibles de défaillance

Ce nombre détermine le nombre des inteconnexions entre "E" et "I".

6 - Ayant interconnecté les postes suivant la méthode discutée en (4) et connaissant le nombre des interconnexions décidées en § (5), nous éliminons les liaisons superflues.

Au chapitre III, nous allons faire des essais sur un réseau réel pour démontrer la méthode.

2.4 - DOMAINES D'APPLICATION DE LA METHODE DES RESEAUX EQUIVALENTS ET DES INJECTIONS FICTIVES

2.4.1 - Cas des réseaux nouveaux ayant seulement des charges ; ce problème a déjà été discuté. Il concerne la sélection des points d'injection dans un réseau "I" contenant des charges alimentées par les productions d'un réseau "E" de façon à obtenir une construction économique du réseau "I".

2.4.2 - Avec l'accroîssement des charges dans un réseau existant les transformateurs de quelques uns des postes d'injection peuvent être surchargés. Nous aurons donc besoin d'augmenter leur capacité. Par cette méthode nous pouvons trouver les postes les plus appropriés du point de vue économique pour y placer des transformateurs supplémentaires. Nous en ferons la démonstration au chapitre III.

2.4.3 - En cas de création d'une nouvelle centrale nous devons décider en quel point d'un réseau maillé existant nous devons injecter sa puissance. Il peut exister plusieurs choix d'interconnexions et nous devons sélectionner le meilleur.

EXEMPLE

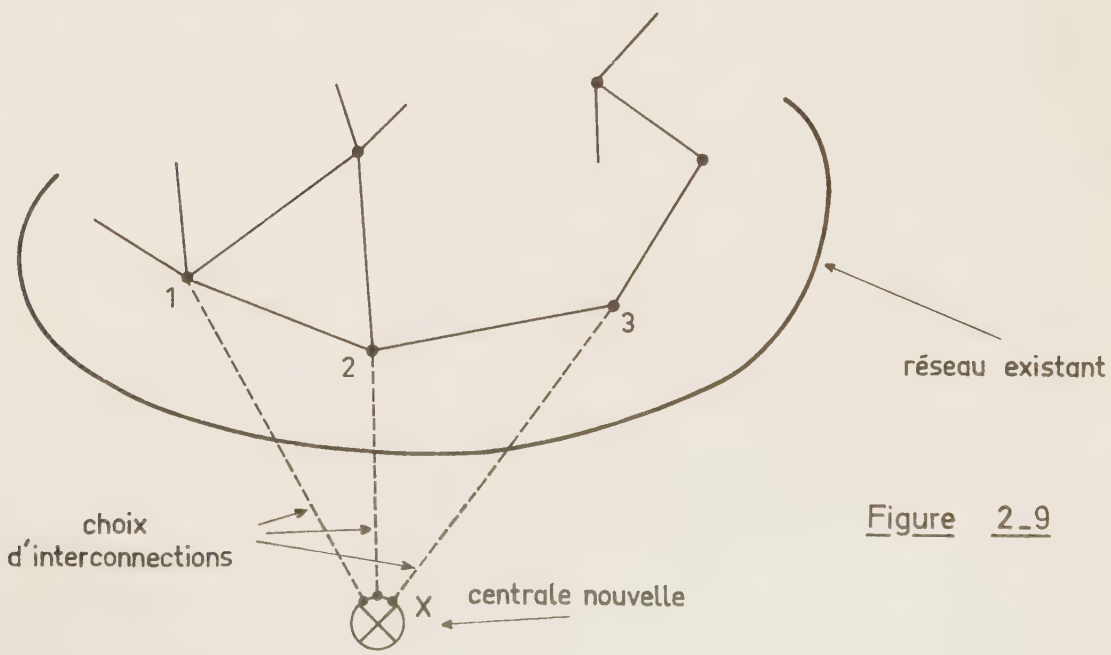


Figure 2_9

Considérons la nouvelle centrale "X" qui doit alimenter un réseau existant. Pour décider quelle connexion faire parmi plusieurs liaisons possibles entre cette centrale et le réseau maillé existant nous procédons comme suit :

1, 2 et 3 sont les postes auxquels la centrale peut être connectée. Nous réduisons le réseau maillé à son équivalent vu de ces trois sommets. Nous connecterons la centrale au sommet qui a la charge fictive la plus grande, parce que c'est le sommet qui est le plus proche électriquement des charges.

Comme nous l'avons déjà vu, en injectant la puissance en ce sommet il en résultera une distribution économique de cette puissance.

../.

C H A P I T R E III

ESSAIS SUR RESEAU REEL

REMARQUE IMPORTANTE

Tous les essais qui suivent ont pour support le réseau T.H.T. de toute la France et le réseau H.T. de la Basse-Seine. Mais les hypothèses faites, tant ce qui concerne les charges que les modes d'interconnexion, n'ont été prises qu'à titre d'exemple et n'ont donc pas de rapport avec le développement du réseau réel.

../.

3.1 - SELECTION DES RESEAUX "E" et "I"

3.1.1 - Constitution du réseau "E", à partir du réseau disponible, et réduction à son réseau équivalent

a) Description du réseau "E"

Dans les données disponibles à l'E.D.F. nous avons tout le réseau T.H.T. de la France envisagé pour 1968, avec les consommations et les productions.

Pour former le réseau "E" (THT) de notre étude nous prenons le réseau complet T.H.T. et nous choisissons les sommets frontières des réseaux "E" et "I" de manière à conserver sans modification les liaisons (lignes THT + transformateurs THT/HT) entre "E" et "I", sur lesquelles nous pourrons ensuite faire toutes les variantes nécessaires.

Les "sommets frontières" de "I" désignés par "NFs" doivent être isolés du réseau "E", et nous éliminons pour cela les lignes partant des NF_s de "I" et allant vers les NFs de "E". Le réseau résultant constitue le réseau "E" pour notre étude. Ses sommets frontières sont les sommets qui le connectaient aux sommets frontières du réseau "I". Nous réduisons ce réseau "E" à son équivalent en conservant ses sommets frontières et un sommet qui nous servira de "sommet bilan" comme nous le verrons plus tard.

b) Réduction du réseau "E"

Avant de commencer, notons que dans les essais sur réseau réel, nous utilisons le programme "courant continu" pour obtenir la répartition de puissance et les pertes électriques dans le réseau, et le programme "réseau équivalent" pour la réduction du réseau à son équivalent (voir annexe 2). Dans ces programmes nous sommes obligés de garder la somme des productions égale à la somme des consommations. Nous procédons comme suit :

Nous partons du réseau T.H.T. de toute la France enregistré sur bande suivant l'hypothèse "humide" pour l'année 1968. Nous supprimons les lignes qui connectent les postes frontières 225 kV du réseau "E" choisi (appelés NFs de "E") aux postes appelés NFs de "I" auxquels nous connecterons le réseau "I".

Les postes "NFs" de "I" sont aussi supprimés. Le bilan de puissance (charges et consommations) de ces postes est :

St Etienne du Rouvray	- 81,0	MW
Cléon	0,0	MW
Grand Couronne	- 63,6	MW
La Vaupalière	-181,9	MW
Yainville	+103,9	MW
	- 222,6	MW

Pour garder le bilan des puissances nul, c'est-à-dire $\Sigma P=0$, dans le réseau "E" réduit, nous mettons cette charge de 222,6 MW au "sommet de production" "Roquerousse" choisi comme noeud bilan parce que très éloigné géographiquement et électriquement des sommets frontières de I,

Production existant à Roquerousse	=	+ 2,3 MW
Charge ajoutée	=	- 222,6 MW
Bilan à Roquerousse	=	- 220,3 MW

Nous enregistrons ce réseau réduit dit "E" sur une bande.

Nous réduisons ce réseau "E" à un réseau équivalent vu des sommets suivants :

Roquerousse
Port Jérôme
Pont VII
Colletot
Porcheville
Aube
Amiens

Ce réseau réduit aura des productions ou consommations dites "injections fictives" comme il a été expliqué au chapitre II, et qui sont :

Roquerousse	+ 869,2 MW
Port Jérôme	- 87,6 MW
Pont VII	+ 97,6 MW
Colletot	- 8,6 MW
Porcheville	- 204,8 MW
Aube	- 220,7 MW
Amiens	- 444,9 MW

Une charge de -222,6 MW a été mise à Roquerousse pour garder $\Sigma P=0$ après avoir supprimé les lignes entre les NFs de "E" et "I", et les sommets NFs de "I" du réseau T.H.T. français pour 1968. Donc, pour que les injections fictives obtenues aux sommets frontières soient exactes pour le réseau réduit que nous appellons "E", nous devons enlever la charge de -222,6 MW mise à Roquerousse. Nous avons, alors, les injections fictives suivantes :

../.

Noms des postes	Injections (productions ou charges)fictifs
Roquerousse	869,2 + 222,6 = 1091,8 MW
Port Jérôme	- 87,6 MW
Pont VII	+ 97,6 MW
Colletot	- 8,6 MW
Porcheville	- 204,8 MW
Aube	- 220,7 MW
Amiens	- 444,9 MW

3.1.2 - Constitution du réseau "I"

Pour réseau "I" de notre étude nous prenons une petite partie du réseau 90 kV de la Basse Seine envisagé pour 1968. Il contient seulement des charges. Son bilan des charges est égal à -326,0 MW, calculé comme suit

Les Campeaux	- 18,8 MW
La Vaupalière	- 8,9 MW
Yainville	- 73,7 MW
Grand Couronne	- 20,3 MW
Le Buisson	- 10,0 MW
Darblay	- 6,3 MW
Corneille	- 10,0 MW
Grand Quevilly	- 41,0 MW
Dieppe	- 15,0 MW
Sidelor	- 7,4 MW
Rouen Lessart	- 23,0 MW
St Etienne du Rouvray	- 27,3 MW
Cléon	- 27,3 MW
Le Manoir	- 26,7 MW
La Chapelle	- 10,3 MW
Bilan	-326,0 MW

Pour que $\Sigma P=0$ nous plaçons une production de + 326,0 MW à Yainville, c'est-à-dire à l'un des sommets frontières.

../.

Nous enregistrons ce réseau sur une bande et nous le réduisons à son réseau équivalent vu de ses NFs. Nous obtenons des injections fictives à ses sommets :

Yainville	+ 252,3 MW
La Vaupalière	- 90,8 MW
Grand Couronne	- 52,8 MW
Cléon	- 27,3 MW
St Etienne du Rouvray	- 81,4 MW

Nous avions mis une production de + 326,0 MW à Yainville pour alimenter les charges de "I" . Pour obtenir les injections fictives exactes correspondant aux charges du réseau "I" nous devons enlever cette production.

Nous avons donc les injections fictives suivantes du réseau "I" :

Nom des Postes	Injections (charges) fictifs
Yainville	+ 252,3 - 326,0 = - 73,7 MW
La Vaupalière	- 90,8 MW
Grand Couronne	- 52,9 MW
Cléon	- 27,3 MW
St Etienne du Rouvray	- 81,4 MW

3.2 - CONFIRMATION QUE LA REDUCTION DES RESEAUX A LEURS RESEAUX EQUIVALENTS N'A AUCUN EFFET SUR LES TRANSITS DANS LES LIAISONS SI LES PRODUCTIONS ET LES CONSOMMATIONS RESTENT CONSTANTES

Nous le montrerons par des essais comparatifs :

Nous devons d'abord considérer la question d'augmentation de puissance des centrales du réseau "E". En pratique, nous démarrons les centrales, ou nous augmentons leur puissance selon l'ordre économique ; nous démarrons les premières les centrales ayant le coût minimal de production et ainsi de suite. Pour simuler cette augmentation de puissance dans notre étude avec un réseau réduit équivalent à "E" , nous procédons comme suit :

Nous avons déjà le réseau "E" réduit à sept sommets. Le poste de Roquerousse qui est très loin des NFs de "E", et, qui a été pris comme sommet de bilan ,a la plus grande production fictive, c'est-à-dire que ce poste est le plus proche électriquement et géographiquement des sommets producteurs supprimés ; nous choisissons d'augmenter la production en ce poste.

../.

Notons que dans les deux essais suivants, nous augmenterons la production à Roquerousse pour avoir les mêmes conditions de production et de consommation dans les réseaux "E" et "I".

Essai a) Nous connectons les sommets frontières du réseau réel "I" aux sommets frontières du réseau réel E par les liaisons déjà définies au § 3.1.1. (c'est-à-dire celles existant dans le réseau de 1968).
Pour alimenter les charges de 326 MW du réseau "I" nous mettons une production de 326 MW à Roquerousse. Le bilan en ce poste devient : 2,3 + 326 = 328,3 MW.

Nous obtenons ainsi la répartition de puissance dans les deux réseaux. Nous notons aussi les transits dans les transformateurs aux NFs de "I".

Essai b) Nous connectons les sommets frontières du réseau équivalent "E" aux sommets frontières du réseau équivalent "I" par les mêmes liaisons que dans l'essai a). (voir figure 3.1).

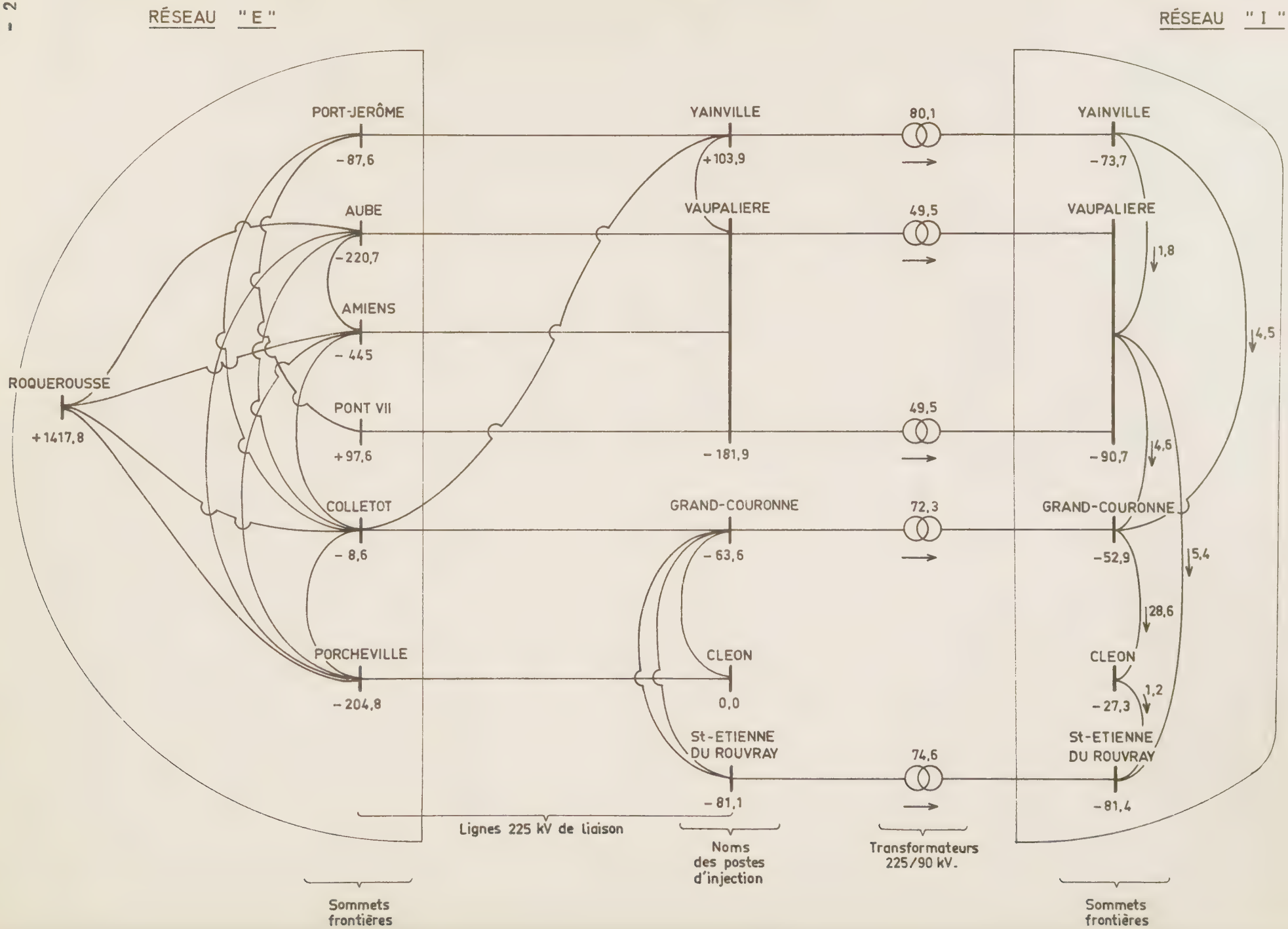
De même, pour alimenter les charges du réseau "I" nous augmentons la production de la centrale de Roquerousse. Le bilan en ce poste devient : 1.091,8 + 326,0 = 1417,8 MW.

Nous obtenons ainsi la répartition dans les réseaux réduits et les transits dans les liaisons et les transformateurs aux NFs de "I". Les transits dans les transformateurs aux NFs de "I" et dans les liaisons sont identiques dans les deux essais.

Donc notre méthode d'étude est valable. Nous pouvons faire des variantes dans les éléments de liaison et noter les transits correspondants dans le réseau "I".

../.

Figure 3_1


RÉSEAU "E"
RÉSEAU "I"
PORT-JERÔME
- 87,6
AUBE
- 220,7
AMIENS
- 445
ROQUEROUSSE
+ 1417,8
PONT VII
+ 97,6
COLLETOT
- 8,6
PORCHEVILLE
- 204,8
YAINVILLE
+ 103,9
VAUPALIERE
- 181,9
GRAND-COURONNE
- 63,6
CLEON
0,0
St-ETIENNE DU ROUVRAY
- 81,1
80,1
49,5
49,5
72,3
74,6
YAINVILLE
- 73,7
VAUPALIERE
- 90,7
GRAND-COURONNE
- 52,9
CLEON
- 27,3
St-ETIENNE DU ROUVRAY
- 81,4
1,8
4,5
4,6
5,4
28,6
1,2
Lignes 225 kV de liaison
Noms des postes d'injection
Transformateurs 225/90 kV.
Sommets frontières
Sommets frontières

3.3 - MODIFICATION DU SCHEMA DU POINT DE VUE DES ETUDES A POURSUIVRE

Avant de poursuivre les études concernant l'emplacement optimal des injections dans le réseau "I" nous devons modifier le schéma utilisé dans les essais précédents (figure 3.1) pour qu'il convienne à nos conditions d'étude.

Nous faisons les modifications suivantes par des méthodes déjà utilisées en paragraphe 3.1.1.

Notons que dans nos études, il ne doit exister aucune charge ou production sur les liaisons entre "E" et "I". Donc nous supprimons les charges totales de 222,6 MW qui existaient sur les liaisons 225 kV entre postes (figure 3.1).

Ces charges étaient alimentées par des productions du réseau "E". Ces productions seront supprimées de la production fictive à Roquerousse pour des raisons déjà expliquées au § 3.2. Donc, dans la figure 3.1, la production à Roquerousse devient 1417,8 -222,6 = 1195,2 MW.

a) Modifications dans le réseau "I"

Nous ne voulons créer que quatre sommets d'injection dans le réseau "I". Nous choisissons :

Yainville
La Vaupalière
Grand Couronne
St Etienne du Rouvray

Nous obtenons donc le réseau équivalent à "I" vu de ces quatre sommets. Les charges fictives obtenues à ces quatre sommets sont :

Noms des postes	Injections(charges) fictifs
Yainville	- 73,7 MW
La Vaupalière	- 90,8 MW
Grand Couronne	- 69,4 MW
St Etienne du Rouvray	- 92,1 MW

b) Modifications dans le réseau "E"

Les quatre sommets frontières du réseau "E" auxquels nous pouvons connecter les quatre sommets frontières du réseau "I" sont :

Pont VII
Porcheville
Port Jérôme
Colletot

Nous obtenons donc le réseau équivalent à "E" vu de ces quatre sommets et du sommet bilan "Roquerousse". Les charges fictives obtenues à ces cinq sommets conservés sont :

../.

Noms des postes	Injections(charges)fictives
Roquerousse	1081,8 MW
Pont VII	97,6 MW
Porcheville	- 560,7 MW
Port Jérôme	- 87,6 MW
Colletot	- 205,1 MW

Nous avons finalement les deux réseaux démontrés :

(voir figure 3.2, page 31)

Notons que le réseau "E" a un excès de production de +326 MW pour alimenter les charges du réseau "I". Cette production a été ajoutée à Roquerousse.

Nous devons connecter les NFs de "E" aux NFs de "I" de telle sorte que la puissance dans le réseau "I" emprunte le plus court chemin électrique possible. Comme nous l'avons déjà vu, cette solution demandera le minimum de matériel pour le réseau I.

Nos premiers essais montrerons que nous pouvons réduire la distance électrique entre productions de "E" et consommations de "I" en choisissant judicieusement les interconnexions entre leurs sommets frontières. Nous noterons aussi les effets de cette réduction notamment une réduction de transits dans les impédances fictives du "I" ; ce qui entraînera un minimum d'équipement en conducteurs et un minimum de pertes du réseau "I". Ensuite, nous étudierons la réduction du nombre de liaisons, celui-ci devant être adapté au nombre d'injecteurs décidés pour "I".

../.

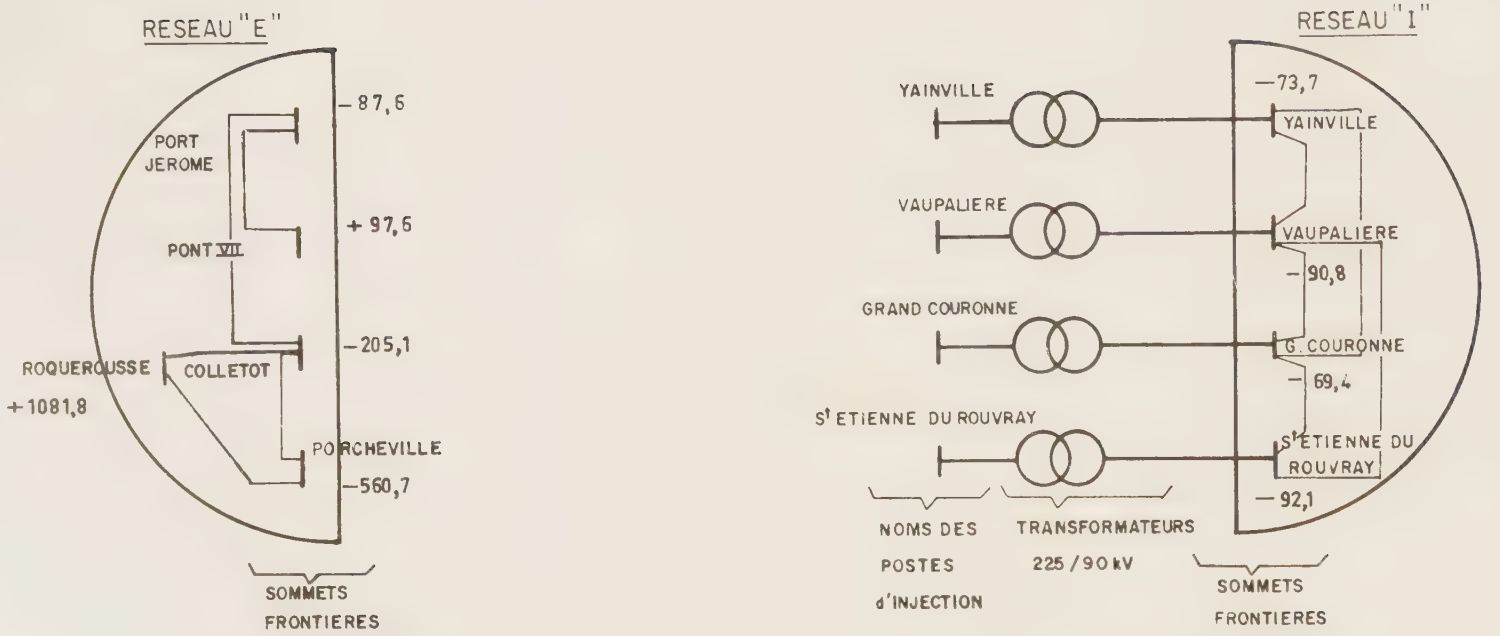

RESEAU "E"
- 87,6
PORT JEROME
+ 97,6
PONT VII
- 205,1
ROQUEROUSSE
+ 1081,8
COLLETOT
PORCHEVILLE
- 560,7
SOMMETS FRONTIERES
RESEAU "I"
YAINVILLE
- 73,7
YAINVILLE
VAUPALIERE
VAUPALIERE
- 90,8
GRAND COURONNE
G. COURONNE
- 69,4
S' ETIENNE DU ROUVRAY
S' ETIENNE DU ROUVRAY
- 92,1
NOMS DES POSTES d'INJECTION
TRANSFORMATEURS 225 / 90 kV
SOMMETS FRONTIERES

FIG : 3.2

3.4 - SELECTION DES LIAISONS SERVANT A L'INJECTION

3.4.1 - EFFET DESDIFFERENTS MODES DE LIAISON

Nous pouvons réduire les transits dans les impédances fictives du réseau "I" en réduisant les distances électriques entre les productions du réseau "E" et les consommations du réseau "I". Nous l'expliquerons à l'aide d'essais et démontrerons que la distance électrique mentionnée plus haut peut être réduite en interconnectant les sommets frontières ayant les charges fictives les plus grandes aux sommets frontières, ayant les productions fictives les plus grandes. En effet, comme nous l'avons expliqué au Chapitre II, les productions et les consommations des sommets supprimés sont rapportées aux sommets conservés en proportion inverse des impédances entre ces sommets.

Nous pouvons donc dire que le sommet conservé ayant la charge ou production fictive maximale est le plus proche électriquement des charges ou productions.

En conclusion, l'interconnexion entre les sommets frontières du réseau "E" et les sommets frontières "I" est fonction des charges ou productions fictives de ces sommets frontières. Donc, avant de décider l'interconnexion nous devons réduire le réseau "E" à ses 4 sommets frontières. Nous avons alors le schéma suivant :

A.1 - Charges du réseau "I" normales

(voir figure 3.3, page 33)

../.

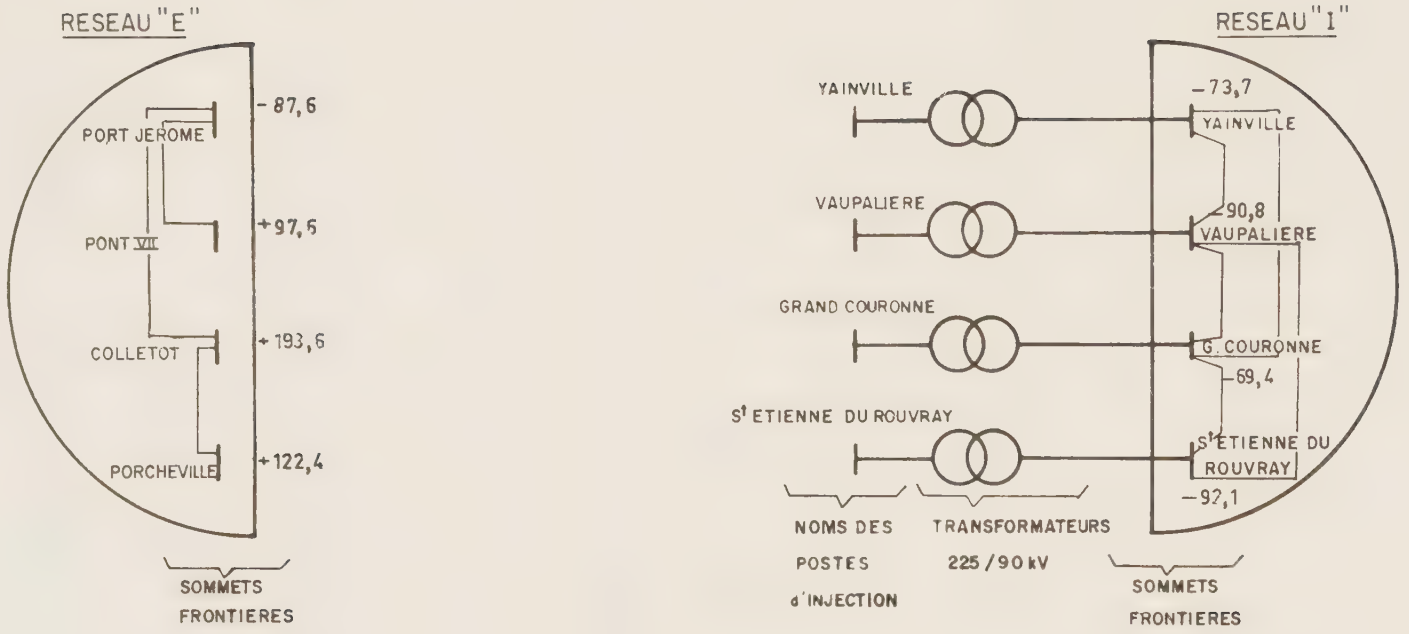

RESEAU "E"
PORT JEROME
PONT VII
COLLETOT
PORCHEVILLE
- 87,6
+ 97,5
+ 193,6
+ 122,4
SOMMETS FRONTIERES
RESEAU "I"
YAINVILLE
VAUPALIERE
GRAND COURONNE
St ETIENNE DU ROUVRAY
- 73,7
YAINVILLE
- 90,8
VAUPALIERE
G. COURONNE
- 69,4
St ETIENNE DU ROUVRAY
- 92,1
NOMS DES POSTES d'INJECTION
TRANSFORMATEURS 225/90 kV
SOMMETS FRONTIERES

FIG : 3.3

Nous faisons d'abord les essais d'interconnexion des réseaux "E" et "I" avec les deux réseaux sous forme de réseaux équivalents.

Nous faisons ensuite les mêmes essais avec le réseau réel "I" pour voir comment se traduit dans le réseau réel la réduction des transits du réseau équivalent. C'est avec cette mise en évidence que nous pourrons voir l'utilité de la réduction des transits dans les impédances fictives du réseau "I".

Une liaison entre les réseaux "E" et "I" associe un sommet frontière quelconque de "E" à un sommet frontière quelconque de "I". Pour étudier (indépendamment de tout autre facteur) les différentes liaisons possibles entre les sommets frontières de "I" et les sommets frontières de "E" nous supposons toutes les liaisons de même longueur (par exemple 30 km) et tous les transformateurs de même puissance.

Les caractéristiques relatives aux lignes utilisées sont :

(lignes aluminium-Acier de 411 mm^2)

T Durée de vie (années)	Q kVAr/km	R Ω/km	X Ω/km	I_{max} (Amp.)	U_N (kV)	Puissance (MVA)
40	-140	0,088	0,415	600	225	240

Les caractéristiques relatives aux transformateurs utilisés sont :

T Durée de vie (années)	Q kVAr/unité	R Ω/unité	X Ω/unité	I_{max} (Amp.)	U_N (kV)	Puissance (MVA)
40	1.125	1,45	60,9	250	225	100

Notons de plus que dans tous les essais dans ce chapitre les liaisons sont constituées de lignes et de transformateurs mentionnés ci-dessus

Remarque

Dans tous les essais nous n'inscrivons pas sur les figures les transits de puissance dans le réseau "E" parce qu'ils n'interviennent pas dans les conclusions.

ESSAI 3.4.1.1 : Les réseaux "E" et "I" étant sous forme de réseaux équivalents, les sommets de productions fictives maximales sont connectés aux sommets de consommations fictives maximales.

(voir figure 3.4 page 36)

ESSAI 3.4.1.2 : Les sommets de production fictives maximales sont connectés aux sommets de consommations fictives minimales.

(voir figure 3.5, page 37)

Nous trouvons des transits dans les lignes fictives du réseau I, plus importants dans l'essai 3.4.1.2 que dans l'essai 3.4.1.1.

Dans chacun de ces essais nous obtenons aussi la répartition de puissance dans le réseau réel "I".

(voir Essai 3.4.1.3 page 39, et Essai 3.4.1.4 page 40)

../.

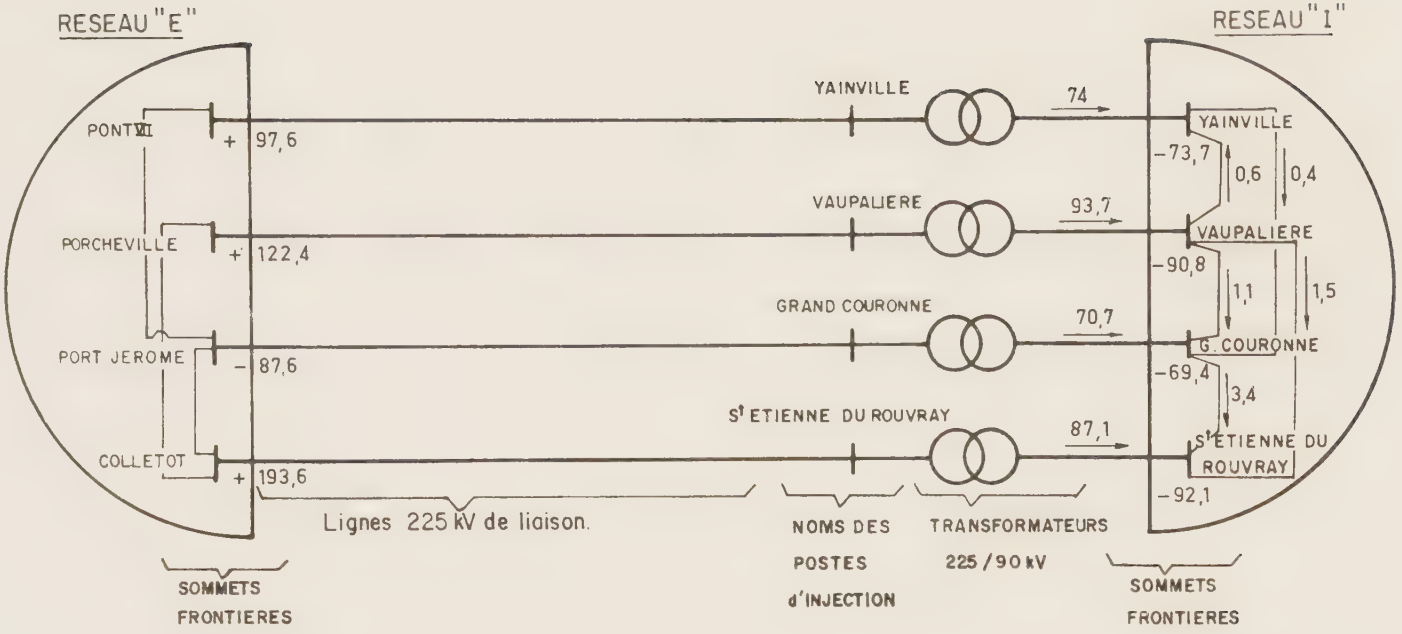


Fig. 3.4.

Σ Transits fictifs = 7,0 MW

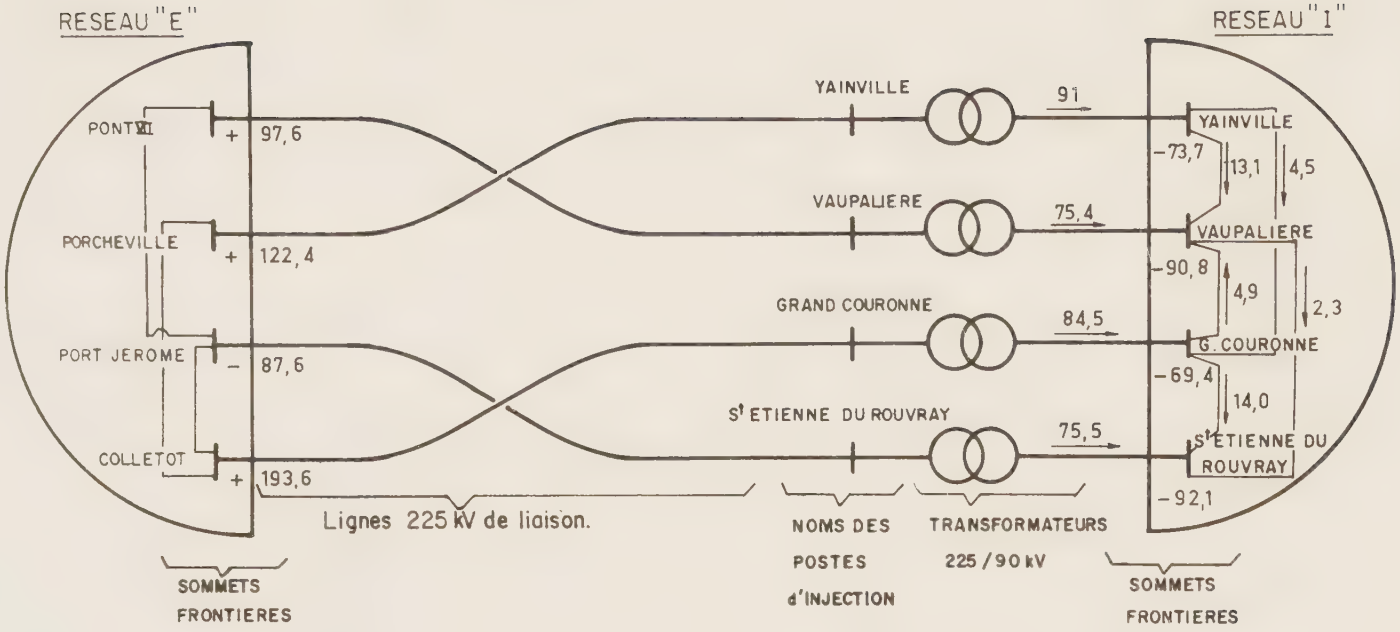


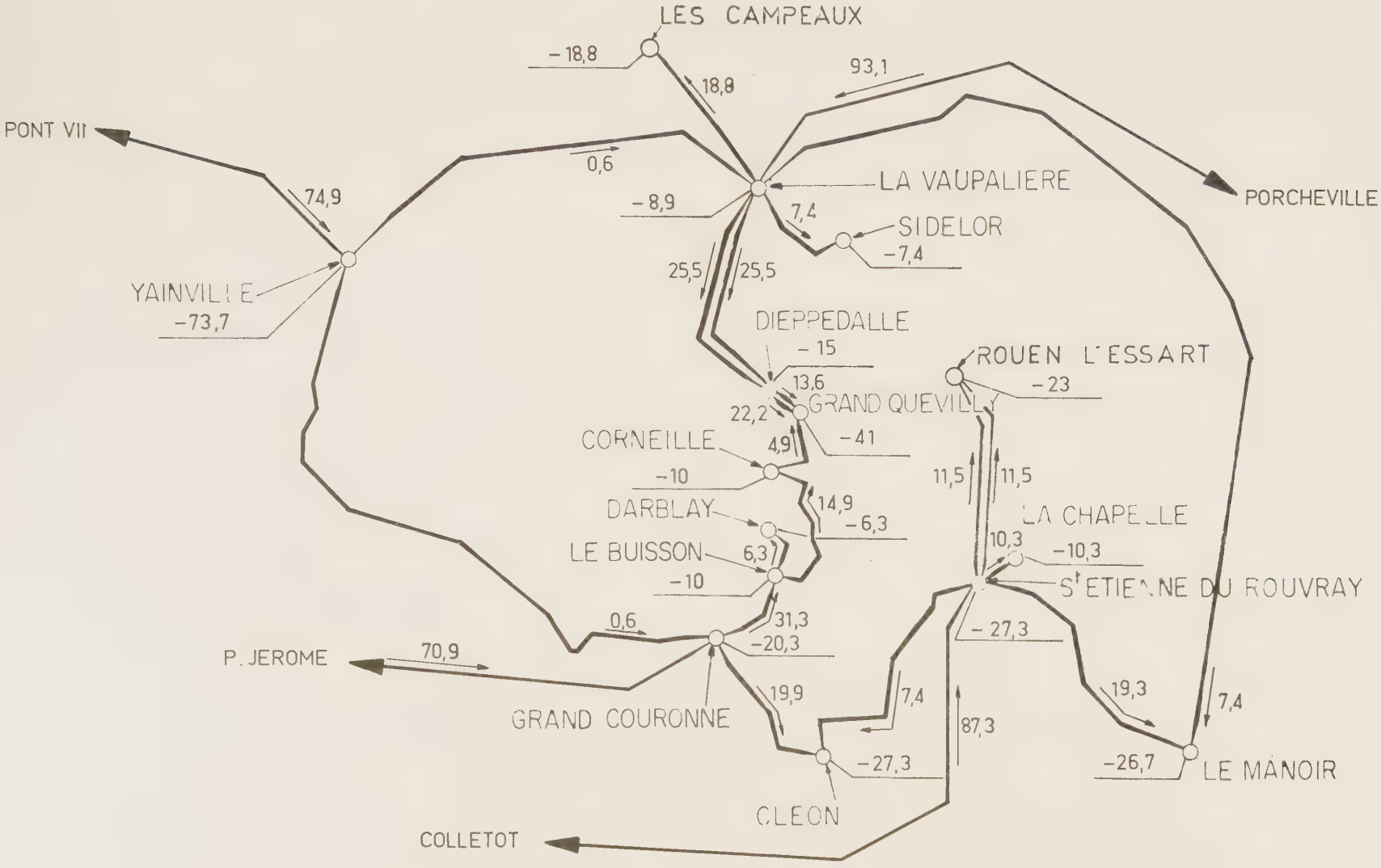
Fig. 3.5.

Σ Transits fictifs = 38,8MW

CARACTERISTIQUES DES LIGNES DU RESEAU "I" (90 kV)

Nom des lignes (90 kV)	longueur km	Section mm^2	I.max. Amp.	puissance max. M.V.A	V kVar/km	R Ω/km	X Ω/km	T durée de vie années
1. Yainville-La Vaupalière	15,6	3,66	550	85,9	-23,8	0,091	0,388	40
2. Grand Couronne-Yainville	25,4	411	600	93,6	-24,1	0,088	0,385	40
3. Le Buisson-Grand Couronne	3,7	366	550	85,9	-23,8	0,091	0,388	40
4. Le Buisson-Corneille; tronçon a)	1	366	550	85,9	-23,7	0,091	0,391	40
tronçon b)	4	366	550	85,9	-23,8	0,091	0,388	40
5. Corneille-Grand Quevilly								
tronçon a)	4	366	550	85,9	-23,8	0,091	0,388	40
tronçon b)	1	366	550	85,9	-23,7	0,091	0,391	40
6. Dieppedale-La Vaupalière (Les 2 en parallèle)	8,9	366	550	85,9	-23,8	0,091	0,388	40
7. Dieppedale-La Vaupalière (Les 2 en parallèle)	8,9	366	550	85,9	-23,8	0,091	0,388	40
8. Le Manoir-La Vaupalière	35,7	228	350	54,5	-23,0	0,158	0,401	40
9. Le Manoir-St Etienne du Rouvray	10,6	411	600	93,6	-24,2	0,088	0,382	40
10. Cléon-St Etienne du Rouvray	8,8	411	600	93,6	-24,2	0,088	0,382	40
11. Cléon-Grand Couronne	5,6	356	550	85,9	-23,8	0,098	0,390	40
12. Dieppedale-Grand Quevilly (1)	0,8	116	550	54,5	-21,8	0,156	0,422	40
13. Dieppedale-Grand Quevilly (2)	0,5	147	450	70,1	-22,2	0,123	0,415	40
14. Les Campeaux-La Vaupalière	7,0	182	290	45,2	-22,6	0,198	0 408	40
15. Sidelor-La Vaupalière	41,0	228	350	54,5	-23,0	0,158	0,401	40
16. La Chapelle-St Etienne du Rouvray	0,8	228	350	54,5	-23,0	0,158	0,401	40
17. Rouen Lessart-St Etienne du Rouvray (1) tronçon a)	12	210	320	50,0	-22,9	0,158	0,403	40
tronçon b)	7	223	350	54,5	-22,9	0,158	0,404	40
18. Rouen-Lessart-St Etienne du Rouvray (2) tronçon a)	7	228	350	54,5	-22,9	0,158	0,404	40
tronçon b)	12	210	320	50,0	-22,9	0,158	0,403	40
19. Le Buisson-Darblay	0,7	182	270	42,0	-22,6	0,184	0,408	40

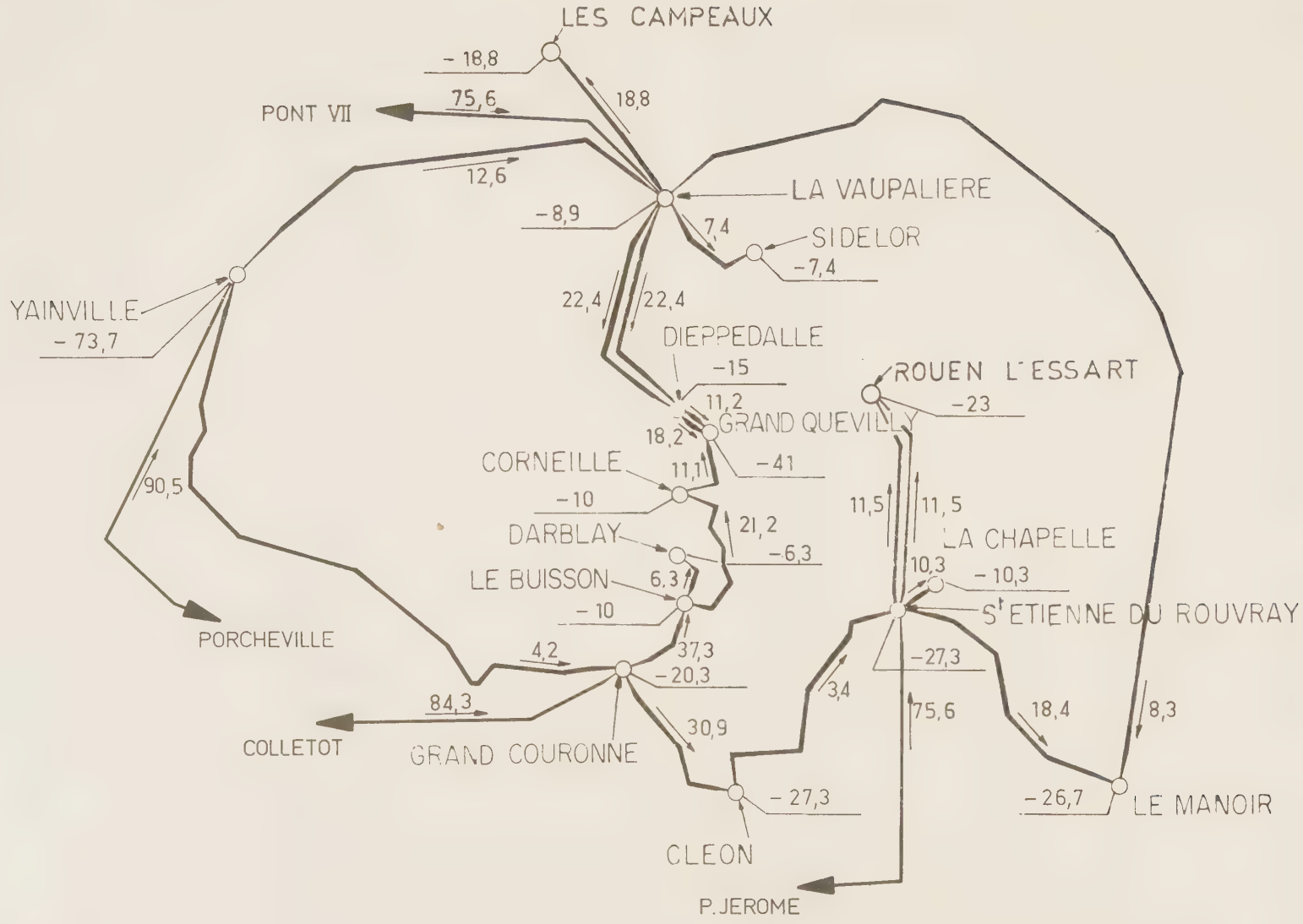
ESSAI 3.4.1.3 (correspondant à l'essai 3.4.1.1)



Pertes dans le Réseau 90 kV = 0,8 MW

Fig. 3.6.

ESSAI 3.4.1.4 (correspondant à l'essai 3.4.1.2)



Pertes dans le Réseau 90kV = 0,9MW

Fig. 3.7.

A.2 - Conclusions

Ces essais déterminent pour les transits de puissance, des chemins électriques et géographiques les plus courts possibles. Nous voyons en comparant les essais 3.4.1.3 (fig. 3.6) et 3.4.1.4 (fig. 3.7) que le réseau est beaucoup plus normalement chargé dans le premier cas où les lignes (ég. Yainville-La Vaupalière ; Yainville-Grand Couronne) sont beaucoup moins chargées que dans le deuxième cas. D'autre part, les lignes les plus fortes (ég. La Vaupalière-Diéppedale) sont plus chargées.

Ceci se répercute sur les chiffres des pertes qui sont plus faibles de 11% dans le premier cas.

Ces conditions entraînent une construction économique du réseau "I" (voir chapitre II, page 19).

Compte tenu de ces conditions, l'accroissement uniforme des charges dans le temps, ne modifiera pas le caractère économique du réseau lors de son développement.

A.3 - Remarque

Notons qu'en pratique pour connecter les postes du réseau "I" ayant les charges fictives les plus grandes aux postes du réseau "E" ayant les productions fictives les plus grandes, nous ne devons pas avoir de croisement de lignes 225 kV. Par exemple, considérons le cas des trois sommets frontières A, B et C du réseau "E" (voir fig. 3.8) ci-dessous, qui doivent être connectés aux

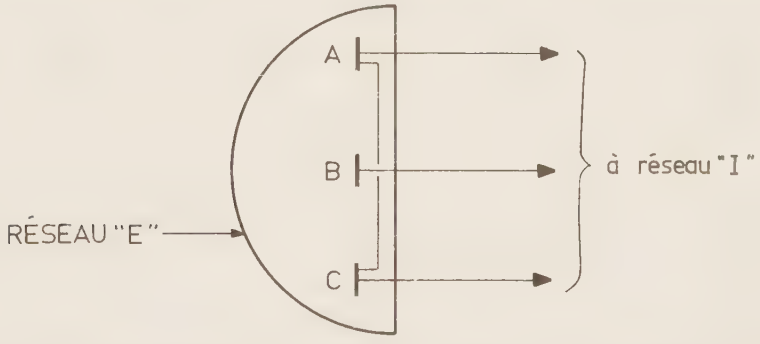


Fig. 3.8

../.

trois sommets frontières du réseau "I". Si le sommet du réseau "I" qui doit être relié au sommet A est plus proche du sommet C, nous avons intérêt à rapprocher électriquement A de C à l'aide de liaisons internes au réseau "E" (symboliquement liaison A — C), et connecter ensuite C au sommet de "I" déjà mentionné.

B.1 - Charges de réseau "I" doublées (Le but de ces essais est le même que celui des essais 3.4.1.1 à 3.4.1.4).

Les charges dans les postes sont :

Les Campeaux	-	37,6	MW
La Vaupalière	-	17,8	MW
Yainville	-	147,4	MW
Grand Couronne	-	40,6	MW
Le Buisson	-	20,0	MW
Darblay	-	12,6	MW
Corneille	-	20,0	MW
Grand Quevilly	-	82,0	MW
Dieppe	-	30,0	MW
Sidelor	-	14,8	MW
Rouen Lessart	-	46,0	MW
St Etienne du Rouvray	-	54,6	MW
Cléon	-	54,6	MW
Le Manoir	-	53,4	MW
La Chapelle	-	20,6	MW
TOTAL	-	652,0	MW

Après avoir doublé les charges du réseau "I" nous le réduisons à son réseau équivalent vu des mêmes 4 sommets frontières. Ces sommets avec des injections fictives sont :

Yainville	-	147,4	MW
La Vaupalière	-	181,5	MW
Grand Couronne	-	138,8	MW
St Etienne du Rouvray	-	184,3	MW

Nous trouvons que les bilans fictifs obtenus en ces quatre sommets sont doubles de ceux obtenus avec les charges normales. Les impédances fictives obtenues entre ces sommets sont les mêmes, ce qui est normal, le réseau étant le même.

Nous allons utiliser cette hypothèse des charges doubles pour montrer la réduction des transits sur les impédances fictives et les avantages économiques qui en résultent.

Pour alimenter ces charges doubles nous augmentons la production au poste de Roquerousse du réseau "E" (voir § 3.2). Le bilan à Roquerousse est : 1081,8 + 326 = 1407,8 MW.

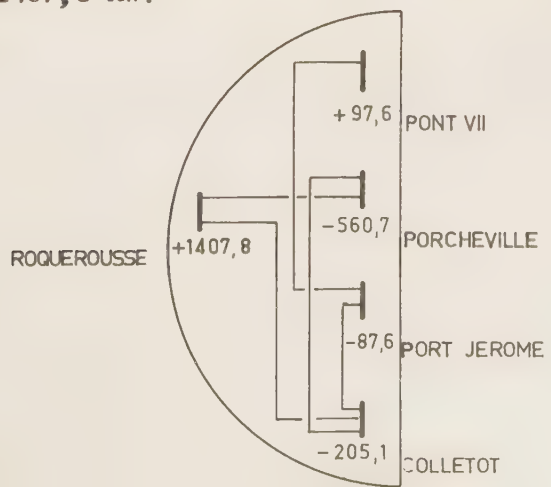


Fig. 3.9

Donc, le réseau "E" réduit à 5 sommets a pour injecteurs fictifs ceux de la figure 3.9. Nous le réduisons aux quatre sommets frontières en éliminant le sommet de Roquerousse, et nous étudions ses liaisons avec le réseau "I". Le réseau "E" est réduit à quatre sommets comme dans la figure 3.10, ci-dessous.

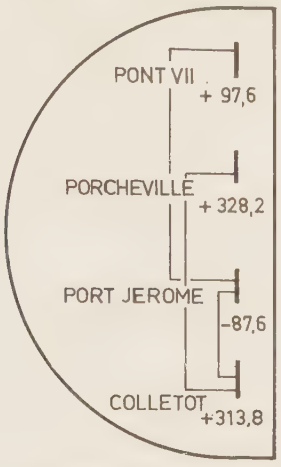


Fig. 3.10

Nous recommençons les essais 3.4.1.1 et 3.4.1.2 avec l'hypothèse des charges doubles dans le réseau "I".

1 - ESSAI 3.4.1.5 (correspondant à l'essai 3.4.1.1)

(voir figure 3.11, page 44)

Les transits sur le réseau "I" réel se trouvent sur la figure 3.12 page 45 .(Essai 3.4.1.6).

2 - ESSAI 3.4.1.7 (correspondant à l'essai 3.4.1.2)

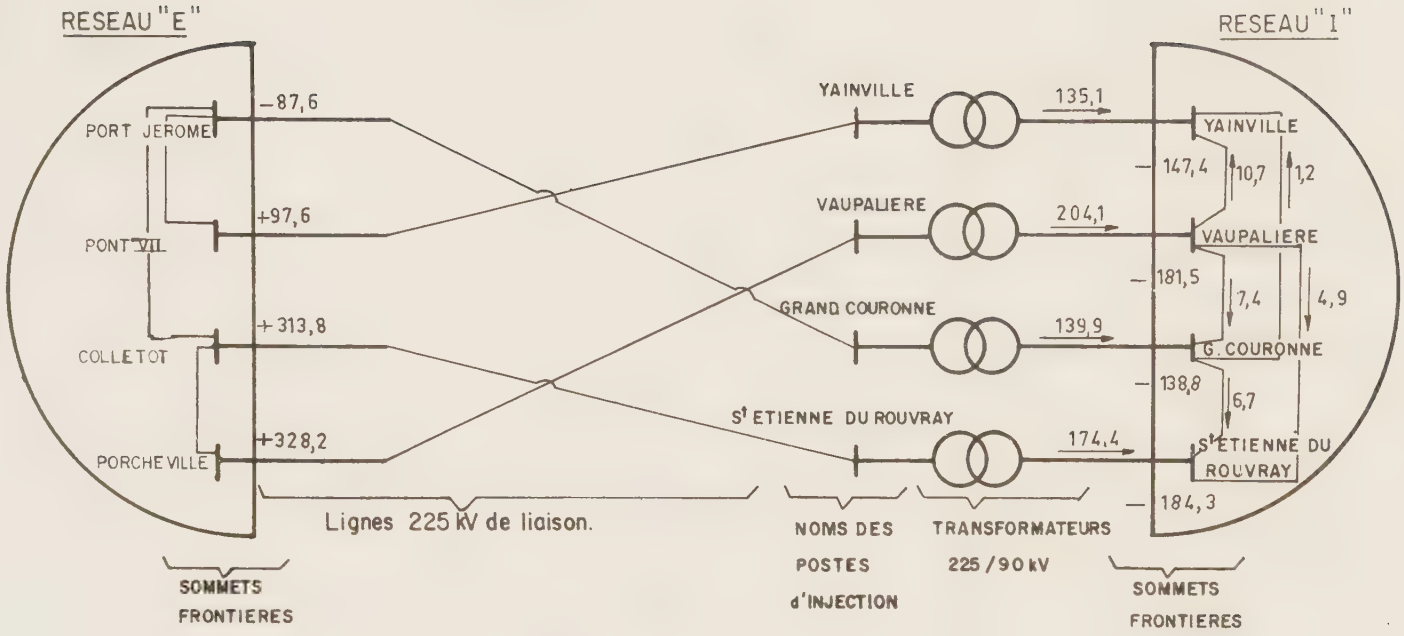
(voir figure 3.13, page 46)

Les transits sur le réseau "I" réel se trouvent sur la figure 3.14, page 47 (Essai 3.4.1.8).

B.2 - Conclusions

En comparant les essais 3.4.1.6 et 3.4.1.8, nous notons qu'en appliquant aux charges doubles le mode d'interconnexion déjà défini, nous obtenons les mêmes conclusions (voir page 41). Mais dans ce cas les pertes sont réduites de 12%.

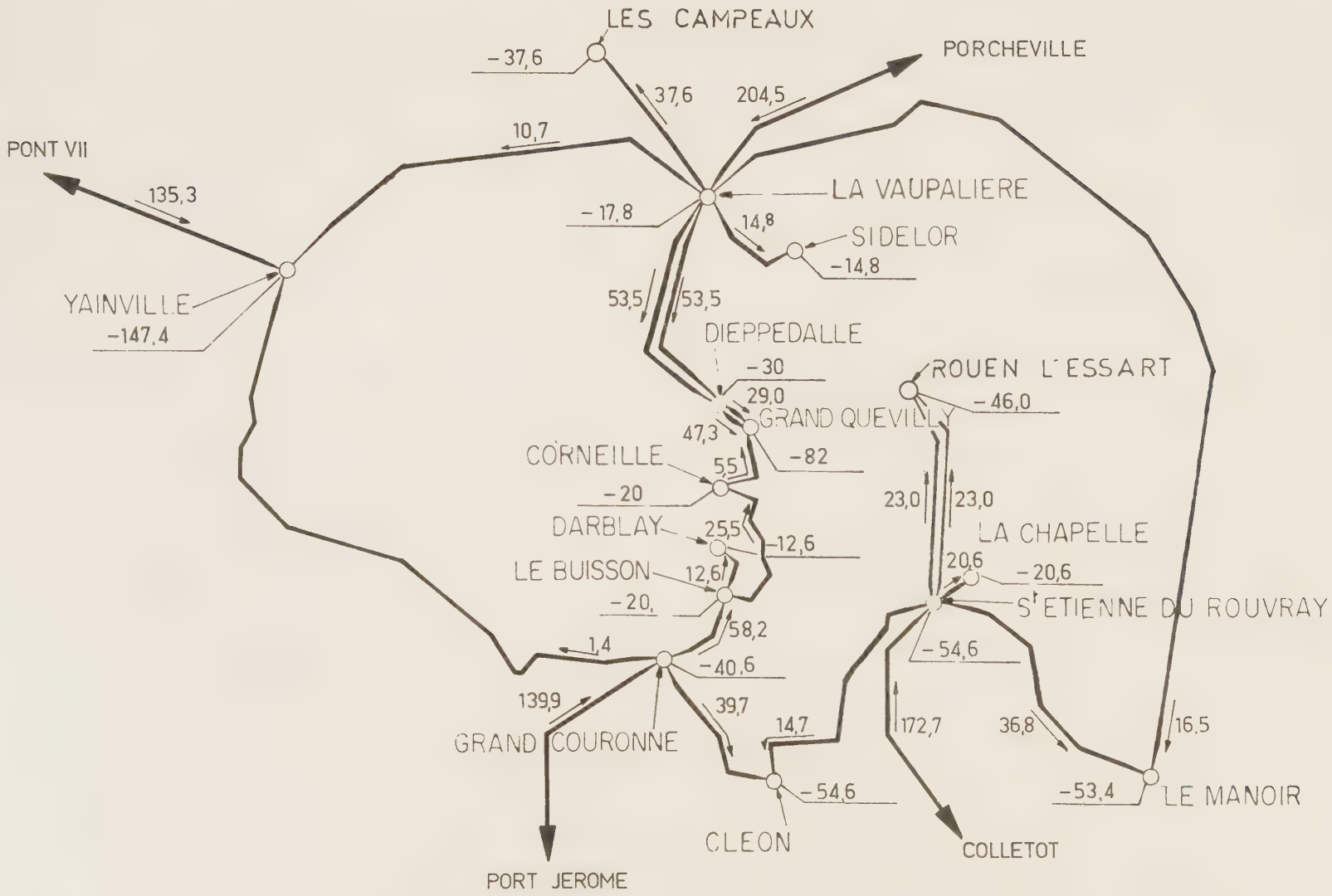
../.



Σ Transits fictifs = 30,9 MW

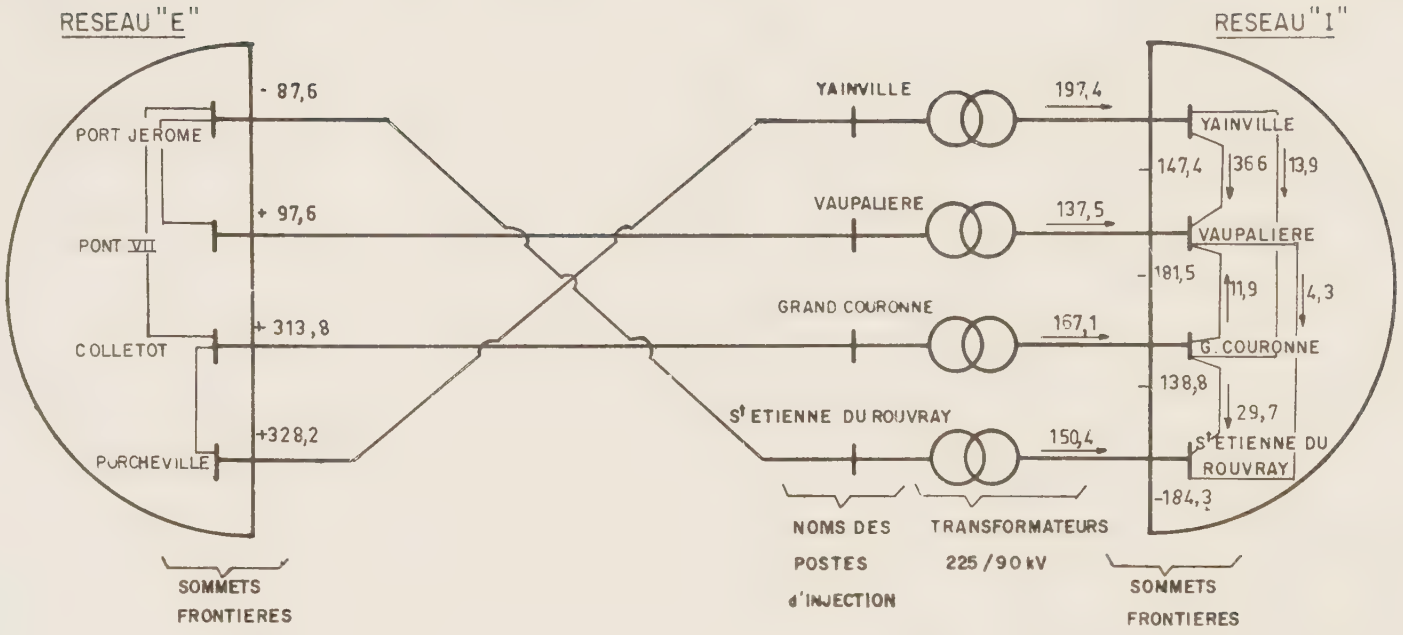
FIG : 3.11

ESSAI 3.4.1.6 (correspondant à l'essai 3.4.1.5)



Pertes dans le Réseau 90kV = 3,3MW

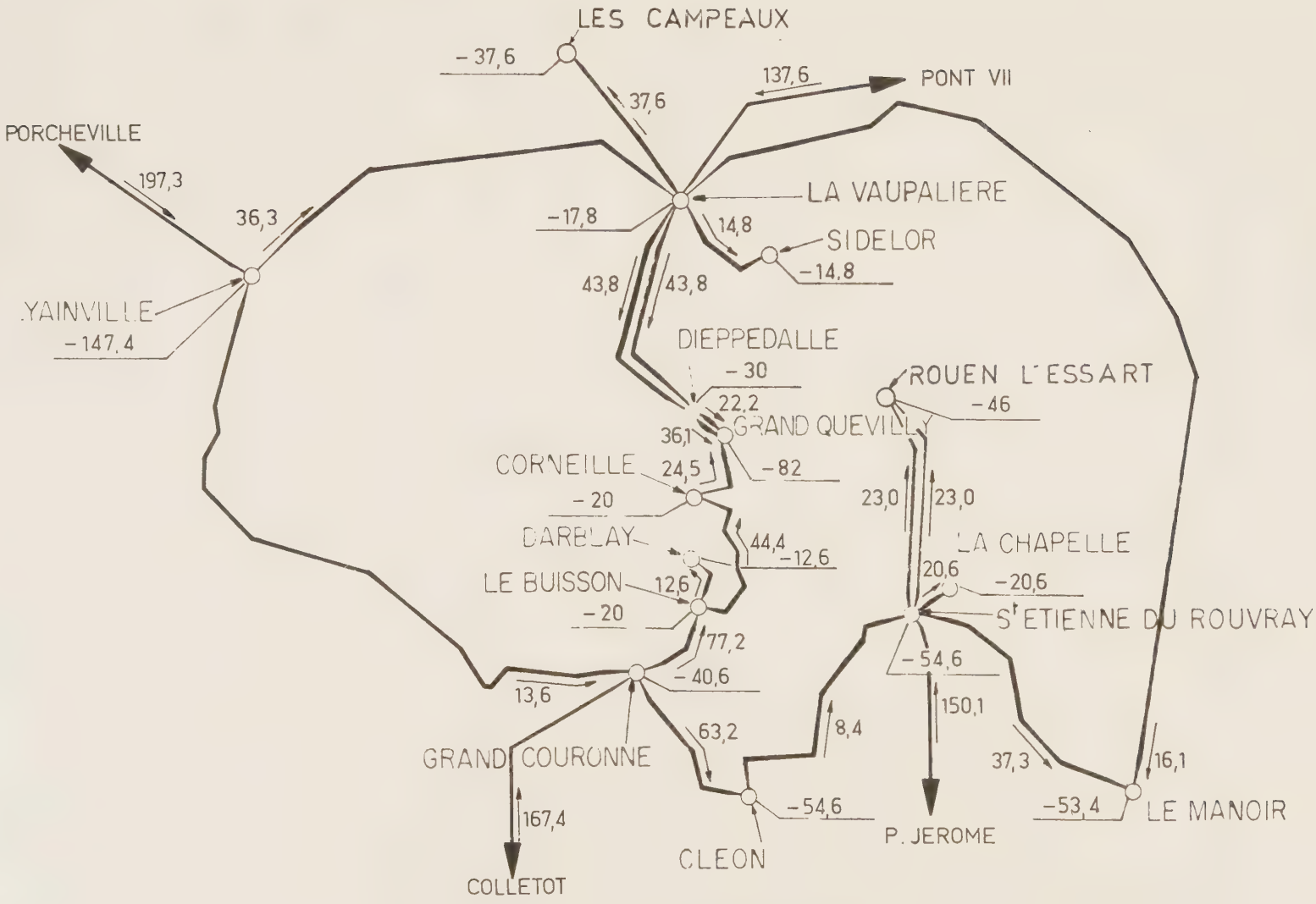
Fig. 3.12



Σ Transits fictifs = 96,4 MW

FIG: 3.13

ESSAI 3.5.1.8 (correspondant à l'essai 3.5.1.7)



Pertes dans le Réseau 90 kV = 3,7 MW

Fig. 3.14

3.4.2 - SELECTION DES LIAISONS

Nous l'avons déjà vu, il y a quatre liaisons possibles entre les deux réseaux. Nous voulons seulement trois postes d'injection pour le réseau "I" et par conséquent trois liaisons entre les deux réseaux.

Comment choisir ces trois liaisons ?

Nous les choisissons de telle manière qu'aux productions fictives les plus grandes correspondent les charges fictives les plus grandes.

Il y a quatre liaisons :

Port Jérome ..... Grand Couronne

Pont VII ..... Yainville

Colletot ..... St Etienne du Rouvray

Porcheville ..... La Vaupalière

Nous supprimons la quatrième liaison connectant la plus faible production à la plus faible charge.

Pour confirmer que cette méthode donne les meilleures liaisons, c'est-à-dire des transits minimum dans le réseau "I", nous allons essayer toutes les combinaisons possibles en supprimant successivement une des quatre liaisons énoncées.

A.1 - Liaisons d'impédances égales

D'abord nous supposerons toujours les liaisons de même longueur (30 km par exemple) et les transformateurs de même puissance.

En appliquant à la méthode précédente, nous avons fait 4 essais correspondant aux schémas suivants :

ESSAI 3.4.2.1

Nous supprimons la liaison Port Jérome (production minimale) —— Grand Couronne (charge minimale).

(voir figure 3.15, page 50)

../.

ESSAI 3.4.2.2

Nous supprimons la liaison Colletot ——— St Etienne du Rouvray

(voir figure 3.16, page 51)

ESSAI 3.4.2.3

Nous supprimons la liaison Porcheville ——— La Vaupalière.

(voir figure 3.17, page 52)

ESSAI 3.4.2.4

Nous supprimons la liaison Pont VII ——— Yainville.

(voir figure 3.18, page 53)

A.2 - Conclusion

En comparant les transits dans le réseau "I" au cours des quatre essais, nous concluerons que le meilleur des cas (c'est-à-dire celui pour lequel les transits dans "I", sous forme de réseau équivalent sont minimum) est le cas 3.4.2.1, pour lequel nous avons supprimé la liaison : minimum de production —— minimum de charges, c'est-à-dire Port Jérome - Grand Couronne.

B.1 - Liaisons d'impédances différentes

Dans les cas précédents nous avons pris des liaisons de longueurs égales. Mais en pratique, elles sont différentes et il peut arriver qu'une combinaison autre que celle que nous venons de définir, donne des transits minimum dans le réseau équivalent "I". Nous répétons les essais en prenant les différentes longueurs : 30, 60, 5 et 40 km.

ESSAI 3.4.2.5

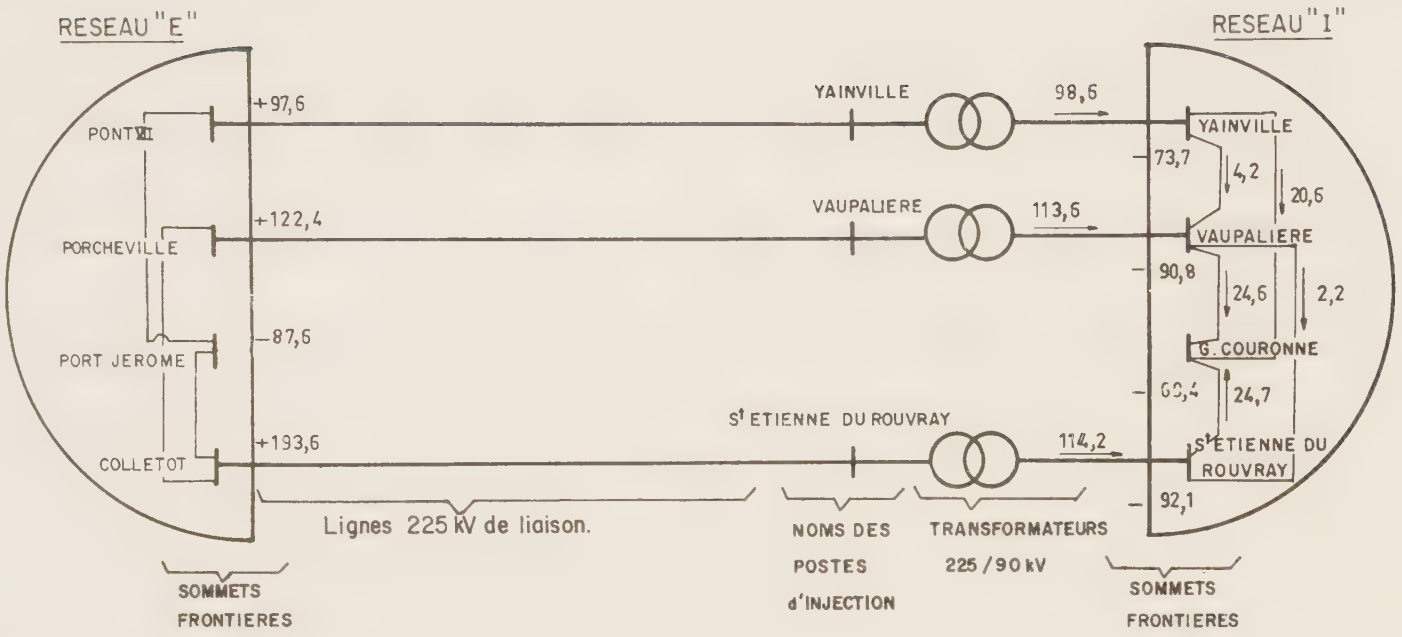
Nous supprimons la liaison Port Jérome ——— Grand Couronne.

(voir figure 3.19, page 54)

ESSAI 3.4.2.6

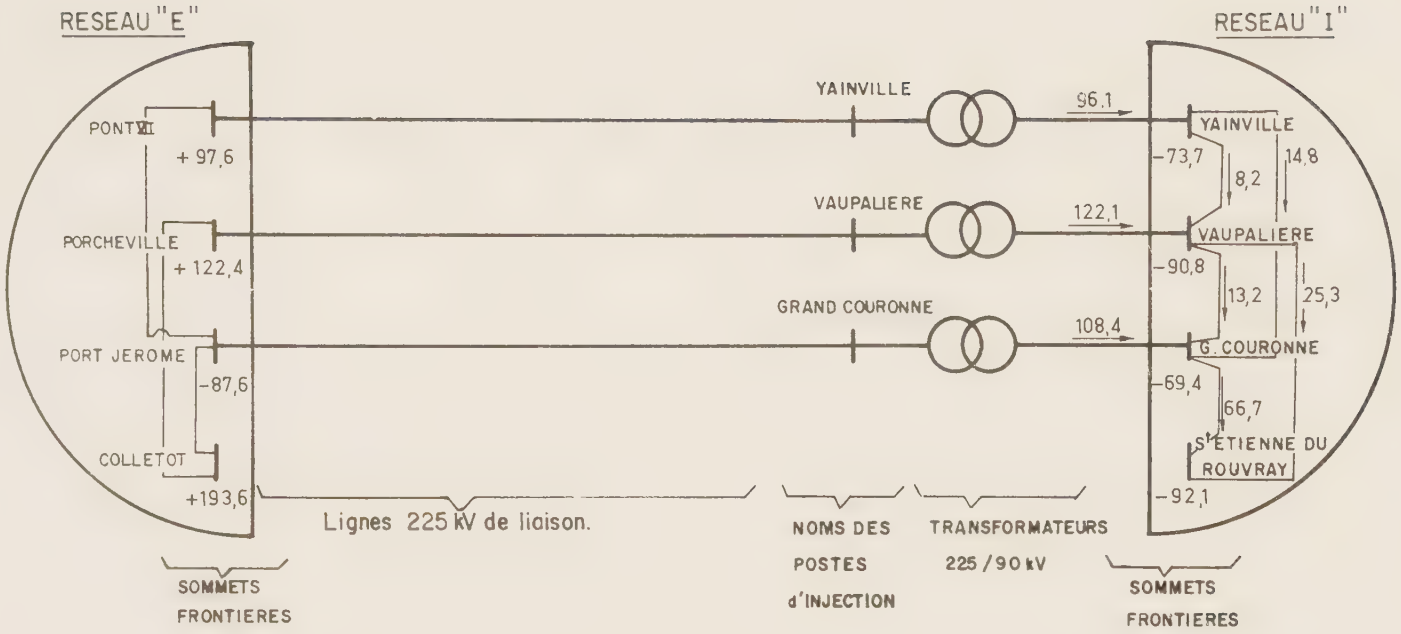
Nous supprimons la liaison Colletot ——— St Etienne du Rouvray

(voir figure 3.20, page 55)



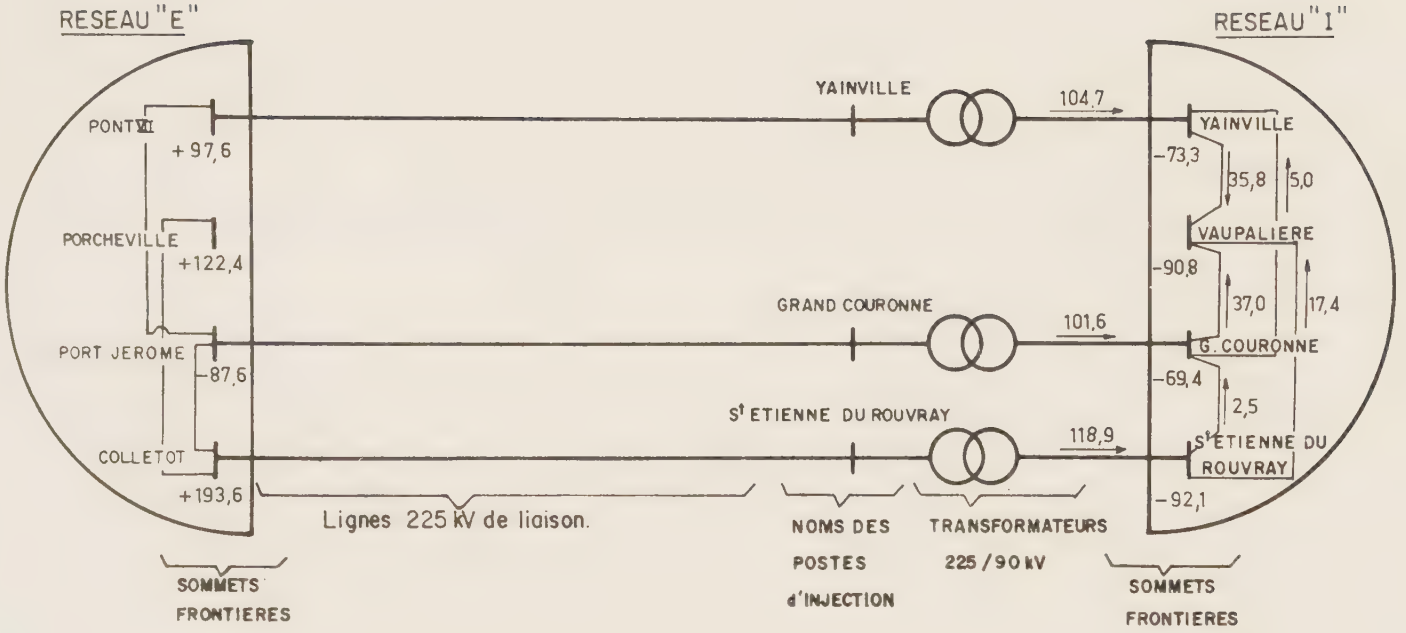
Σ Transits fictifs = 76,3 MW

FIG : 3.15



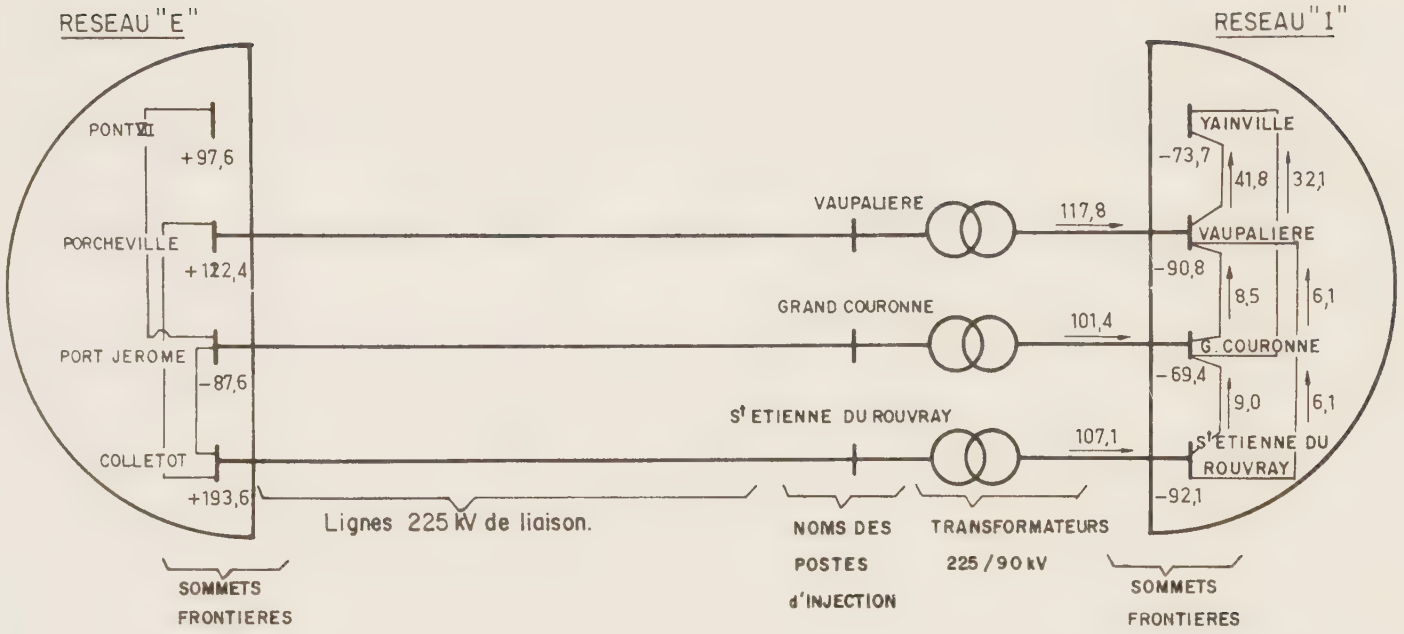
Σ Transits fictifs = 128,2 MW

FIG. 3.16



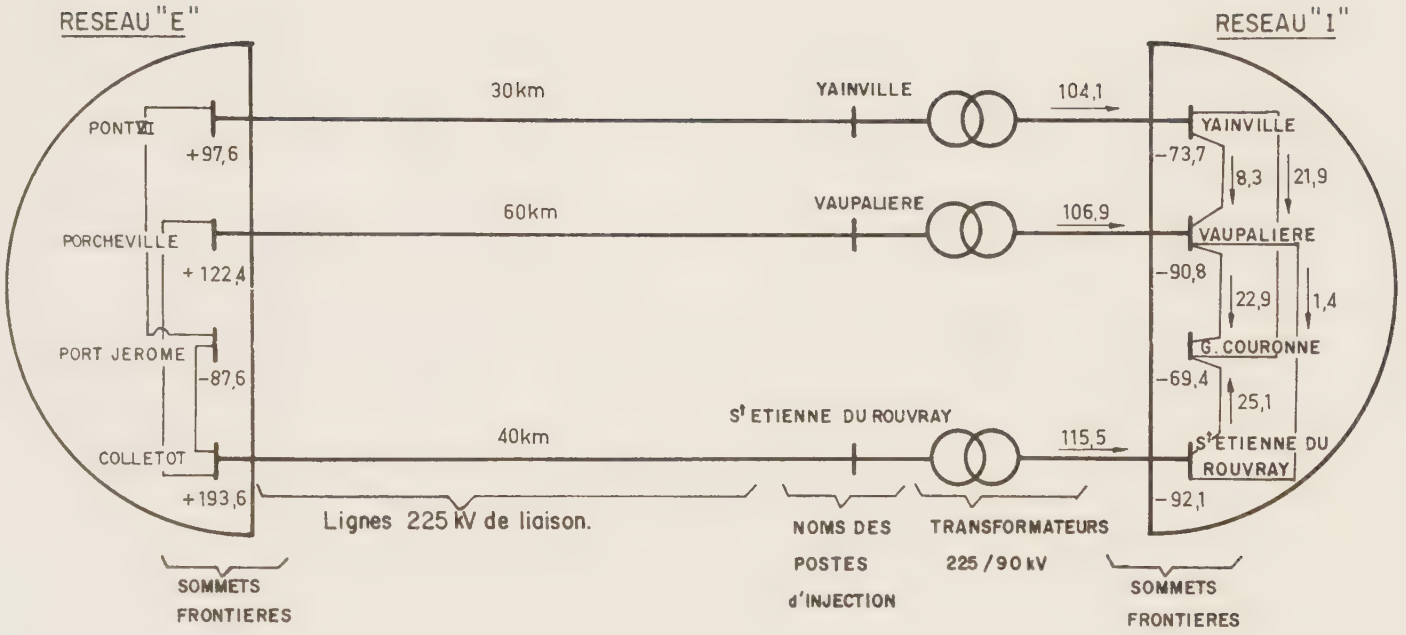
Σ Transits fictifs = 97,7 MW

Fig. 3.17.



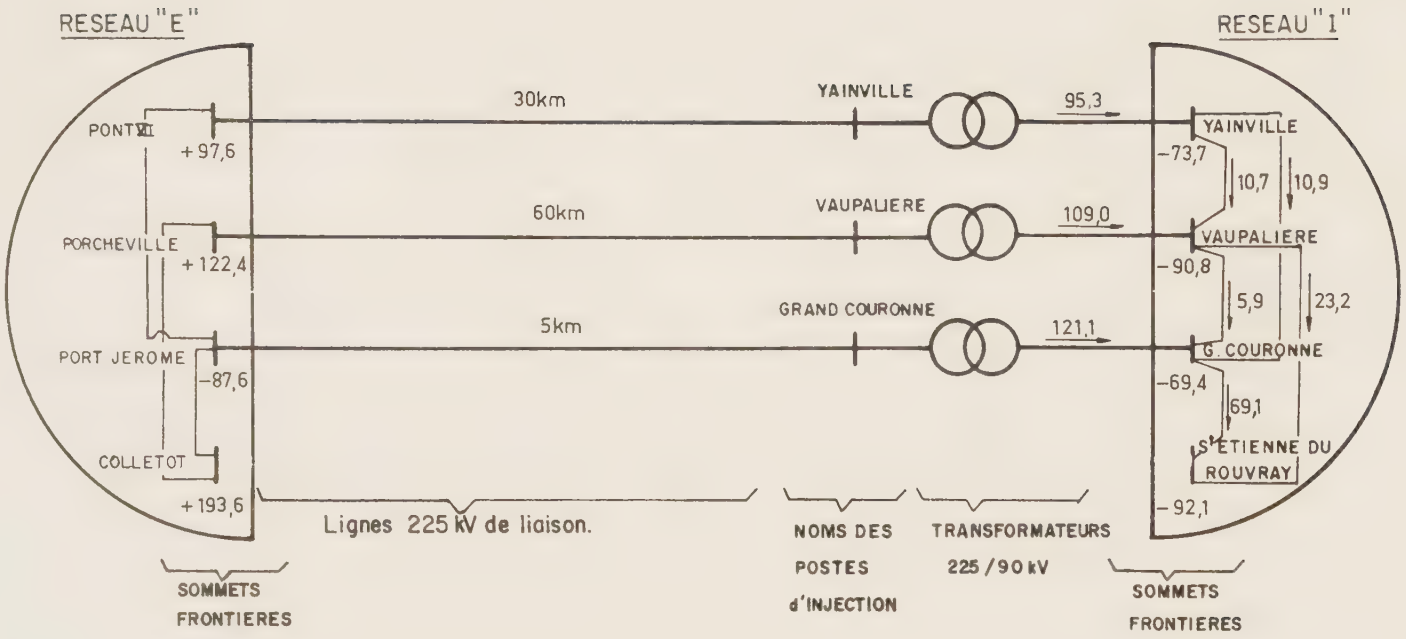
Σ Transits fictifs = 97,5MW

Fig. 3.18.



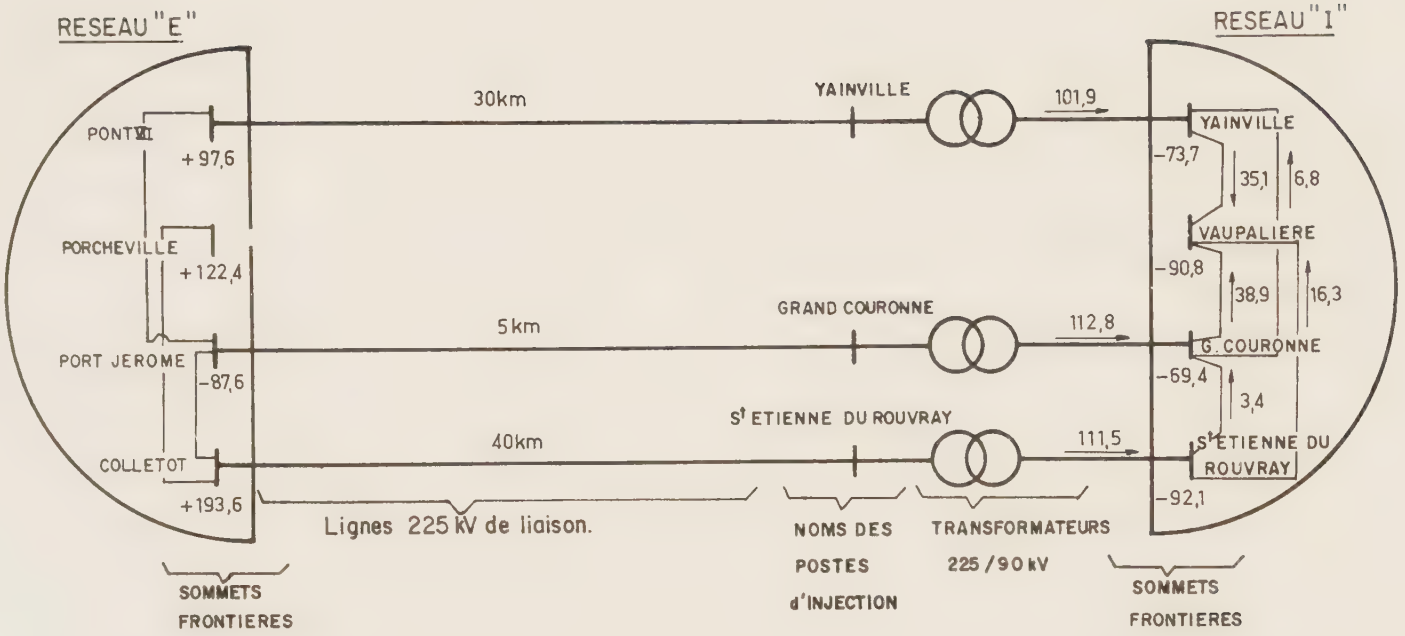
Σ Transits fictifs = 79,6MW

Fig. 3.19



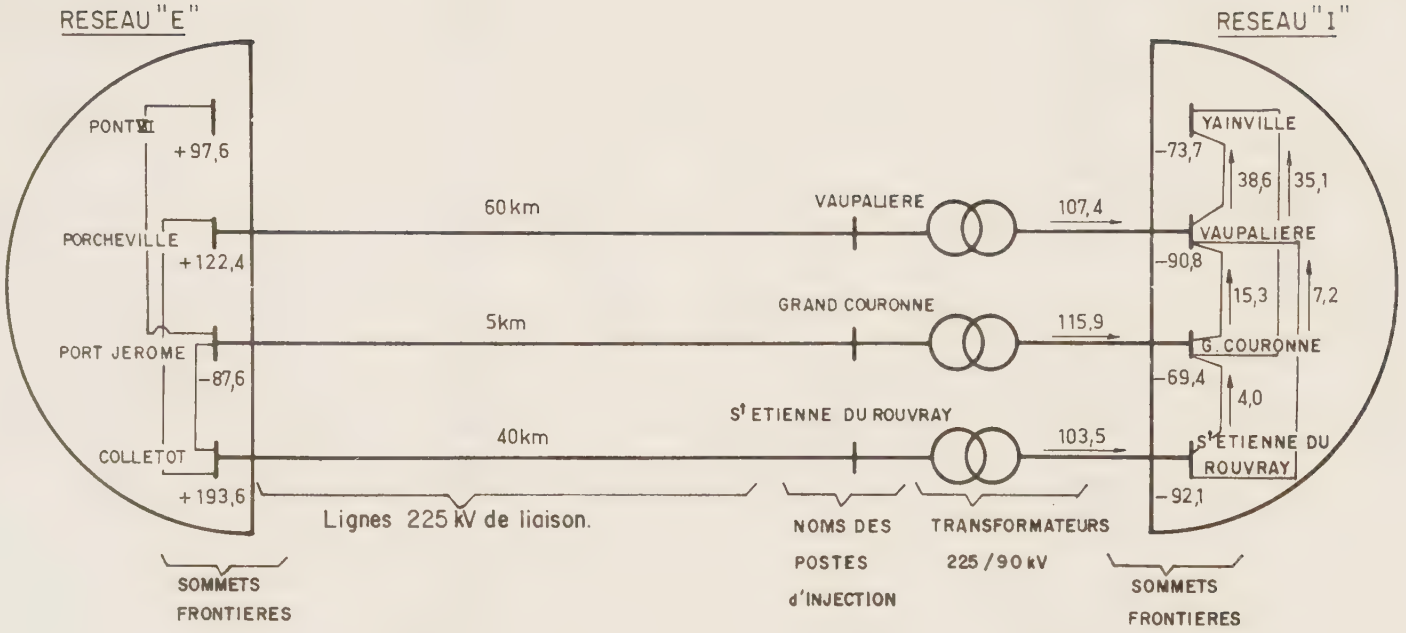
Σ Transits fictifs = 119,8MW

Fig. 3.20



Σ Transits fictifs = 100,5 MW

Fig. 3.21.



Σ Transits fictifs = 100,2MW

Fig. 3.22.

ESSAI 3.4.2.7

Nous supprimons la liaison Porcheville ——— La Vaupalière.

(voir figure 3.21, page 56)

ESSAI 3.4.2.8

Nous supprimons la liaison Pont VII ——— Yainville.

(voir figure 3.22, page 57)

B.2 - Conclusion

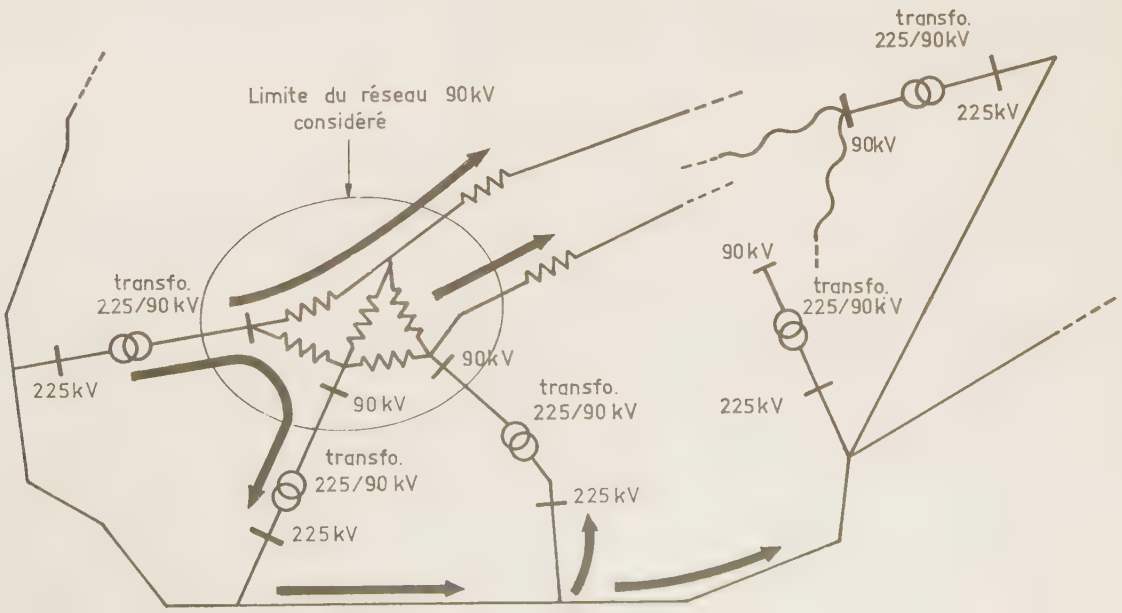
Dans ce cas pratique considéré les différences d'impédances de liaisons (somme des impédances de lignes et des impédances de transformateurs) ne suffisent pas à modifier les résultats précédents, mais il peut arriver que des différences plus importantes entraînent des modifications dans le choix des liaisons.

3.4.3 - TRANSITS PARASITES

Le but de ces essais est de faire apparaitre dans les réseaux de répartition 90 kV :

- l'importance des transits dits "transits parasites"
- leurs inconvénients
- la manière de les éviter

Prenons par exemple, une petite partie d'un réseau de répartition 90 kV, alimenté par des lignes du réseau 225 kV (voir fig. 3.23). Les conditions de transits entre ces deux réseaux sont énoncées ci-dessus.



Nous voyons que toute la puissance appelée n'est pas consommée dans les limites du réseau 90 kV considéré ; une partie entre par les transformateurs 225/90 kV et ressort par les transformateurs 90/225 kV.

Une autre partie sert à alimenter les charges du réseau 90 kV hors des limites considérées.

Toute cette puissance qui ne fait que traverser le réseau 90 kV considéré correspond à un transit dit "transit parasite". Ainsi les lignes, les transformateurs et les autres éléments équipant cette partie du réseau 90 kV sont surchargés inutilement. Ces transits parasites donnent lieu aussi à des pertes inutiles.

Si nous empêchons les transits parasites de traverser le réseau 90 kV, ils traverseront automatiquement le réseau 225 kV. Il en résulte :

- une économie de matériel, car, un même transit nécessite pour les lignes 225 kV une section plus faible que pour les lignes 90 kV.

- une diminution des pertes car un même transit entraine des pertes plus faibles dans un réseau 225 kV que dans un réseau 90 kV.

D'après ce qui précéde, s'il n'est pas possible d'éliminer complètement les transits parasites, nous devons toutefois chercher à les réduire au maximum, et cela à l'aide de modifications du réseau 225 kV.

A l'aide des essais suivants, nous mettrons en évidence l'existence de ces transits parasites et nous étudierons leurs variations en fonction des modifications du réseau 225 kV.

ESSAI 3.4.3.1

Démonstration de l'existence des transits parasites.

(voir figure 3.24, page 60)

Soit le réseau "I" passif.

Pour rendre compte de l'élimination des charges de "I", nous enlevons la production de + 326 MW du sommet de Roquerousse. Donc, son bilan devient :

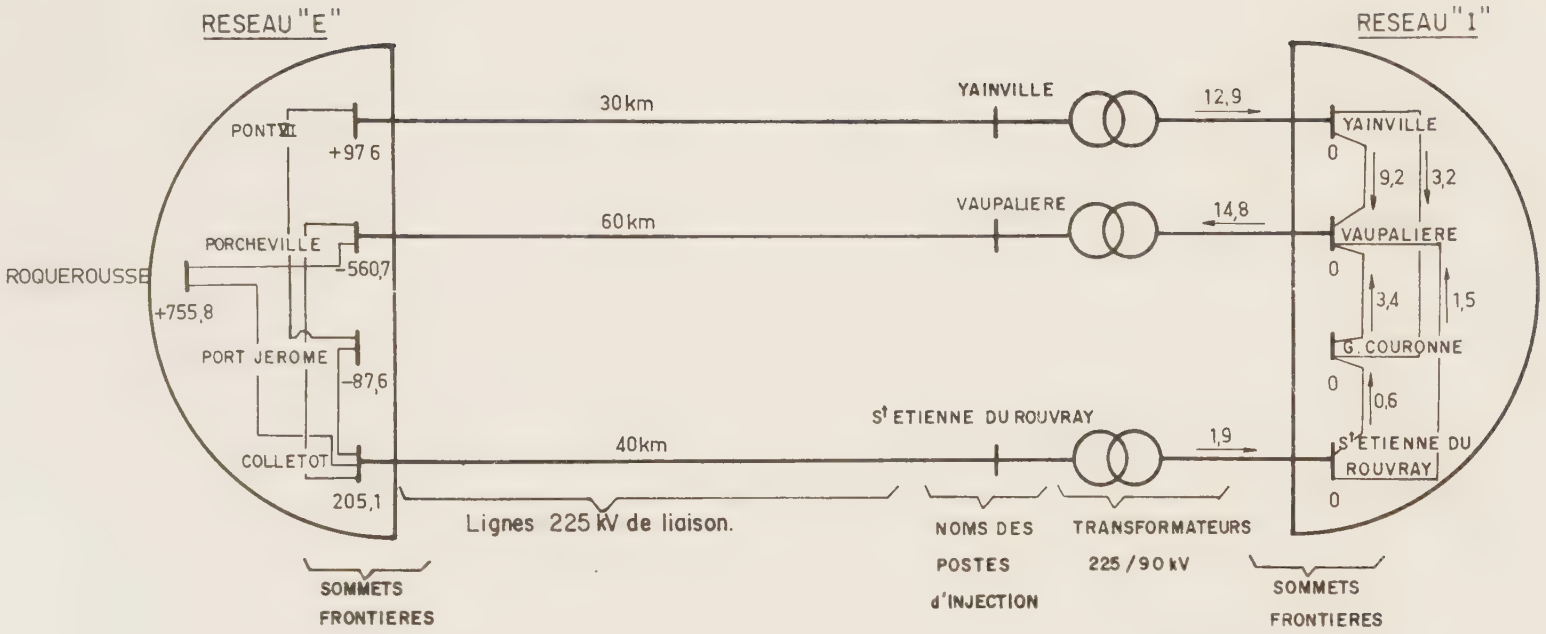
$$+ 1081{,}8 - 326 \quad \text{(voir page 30)}$$

$$= + 755{,}8 \quad \text{MW}$$

Cet essai correspond à l'essai 3.4.2.5. avec la seule différence que le réseau "I" est passif.

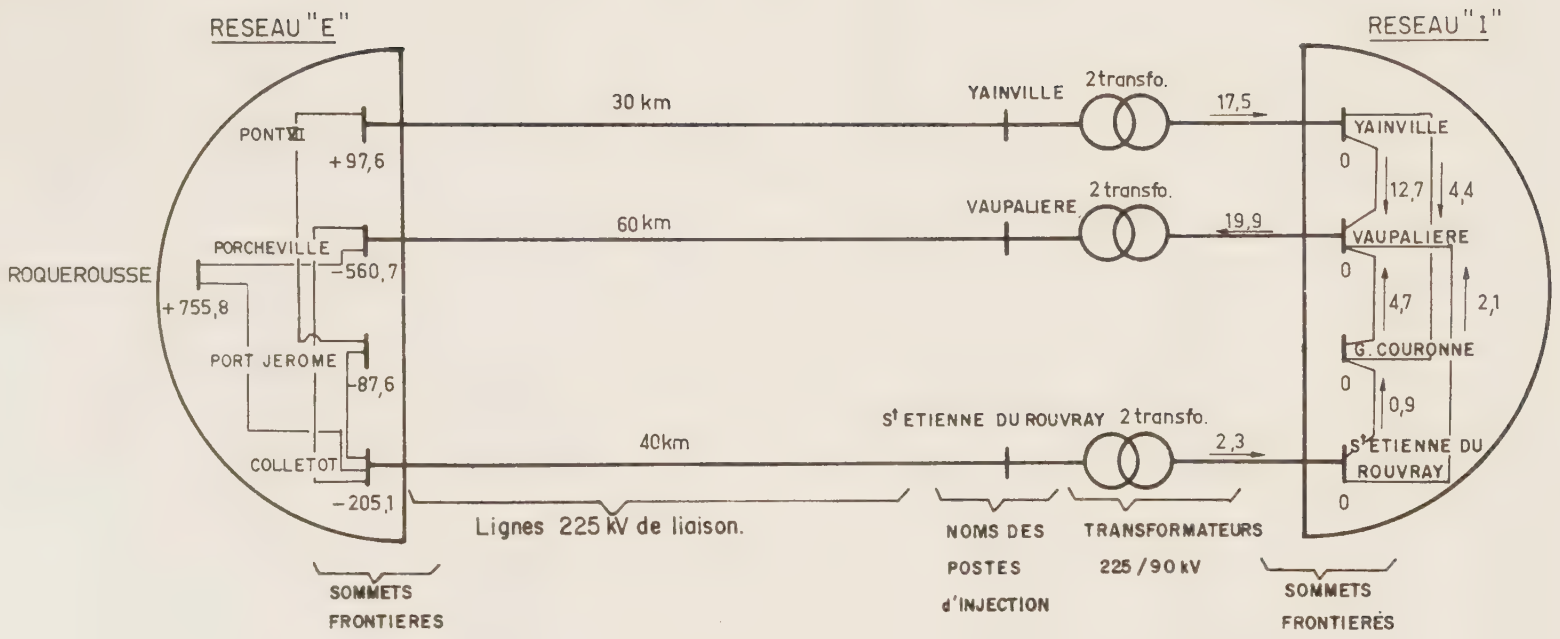
Nous voyons qu'il y a des transits de puissance dans les impédances fictives. Ces transits correspondent aux transits parasites du réseau réel "I" de 90 kV.

../.



ΣTransits fictifs = 17,9MW

Fig. 3.24.



ΣTransits fictifs = 24,8MW

Fig.3.25

ESSAI 3.4.3.2

Effet des modifications du réseau et des liaisons 225 kV:doublement du nombre des transformateurs de liaison.

(voir figure 3.25, page 61)

En comparant avec l'essai 3.4.3.1. nous voyons que le doublement des transformateurs a augmenté les transits parasites du réseau "I" ; ce qui confirme l'influence des variations d'impédance du réseau 225 kV ("E" et liaisons) sur les transits parasites du réseau 90 kV.

Notons, cependant, qu'à une modification du réseau "E" réel correspondra une modification des injecteurs fictifs, donc aussi une modification des liaisons.

3.4.4 - ADJONCTION DE TRANSFORMATEURS POUR REMEDIER AUX SURCHARGES

Avant de commencer les essais notons que nous utilisons dans les liaisons les transformateurs de capacité 100 MVA avec les caractéristiques données à la page 34. Mais pour tenir compte des éventualités de défauts, nous limiterons la charge sur ces transformateurs à 60 MVA.

a) Charges du réseau "I" normales

ESSAI 3.4.4.1

(voir figure 3.26, page 65)

Cet essai correspond à l'essai 3.4.2.5. à la différence près que le nombre des transformateurs a été doublé pour remédier aux surcharges dans les postes d'injection. En comparant ce schéma et celui de l'essai 3.4.2.5. nous voyons que les transits dans les transformateurs et dans les impédances fictives du réseau "I" n'ont pas beaucoup changé.

Nous voyons cependant, que les transformateurs de St Etienne du Rouvray ont une charge voisine de la charge maximale admise.

Nous répétons cet essai avec le réseau "I" réel et nous relevons des pertes :

$$p = 0,9 \text{ MW}$$

Où devons-nous mettre un troisième transformateur pour qu'aucun des trois postes ne soit surchargé ?

../.

Notons que l'adjonction de ce transformateur doit sauvegarder la solution économique précédemment déterminée : il ne doit pas y avoir d'augmentation de transits dans les impédances fictives, excepté, peut être dans les plus petites. Ainsi les transits maximum correspondent aux distances électriques et géographiques les plus courtes, ce qui entraîne, nous l'avons déjà vu, un minimum de volume des conducteurs et un minimum de pertes.

Dans le schéma du réseau équivalent à "I" nous avons obtenu les charges rapportées aux quatre sommets. Nous injectons la puissance à trois d'entre eux et nous obtenons les transits sur les impédances fictives. Ces transits sont de deux sortes : échange entre les trois sommets, alimentation des charges rapportées au quatrième sommet, c'est-à-dire Grand Couronne.

La plupart des transits de ce réseau équivalent sont ceux des impédances fictives joignant Grand Couronne aux autres sommets fictifs. Nous allons donc déterminer l'emplacement du 3ème transformateur qui réduira les transits sur ces impédances fictives.

ESSAI 3.4.4.2

Trois transformateurs à St Etienne du Rouvray

(voir figure 3.27, page 66)

Pour remplir la condition de transit minimal nous ajoutons un troisième transformateur à St Etienne du Rouvray, parce que c'est le poste le plus proche électriquement de Grand Couronne. L'addition de ce transformateur réduira alors les transits sur les impédances fictives entre Grand Couronne et les autres sommets conservés ; par conséquent, la construction économique du réseau "I" sera toujours assurée.

Après avoir ajouté ce troisième transformateur nous relevons à nouveau les transits sur les impédances fictives du réseau équivalent à "I". (voir figure 3.27). Nous notons que bien qu'ils aient un peu augmenté, les transits maximum sont répartis sur les impédances fictives les plus faibles.

Nous répétons ce même essai mais avec le réseau "I" réel.

Nous trouvons comme pertes dans ce réseau 90 kV

$$p = 0,8 \text{ MW}$$

Notons que l'augmentation du nombre des transformateurs a réduit les pertes (voir essai 3.4.4.1).

Nous allons maintenant faire des mesures avec adjonction d'un transformateur à La Vaupalière et avec adjonction d'un transformateur à Yainville, afin de voir leur influence sur les pertes.

ESSAI 3.4.4.3

(voir figure 3.28, page 67)

Même essai que 3.4.4.2 mais avec 3 transformateurs à La Vaupalière. Nous trouvons :

$$p' = 0,9 \text{ MW}$$

Nous constatons que $p' > p$ donc la solution précédente qui donnait $p = 0,8$ MW était meilleure que celle-ci.

ESSAI 3.4.4.4

(voir figure 3.29, page 68)

Même essai que 3.4.4.2 mais avec 3 transformateurs à Yainville. Avec "I" réel nous trouvons des pertes $p'' = 1,0$ MW.

En comparant cet essai avec les essais 3.4.4.2 et 3.4.4.3, nous voyons que les pertes ont augmenté. Donc, l'adjonction du transformateur à Yainville ne donne pas de meilleurs résultats.

CONCLUSIONS

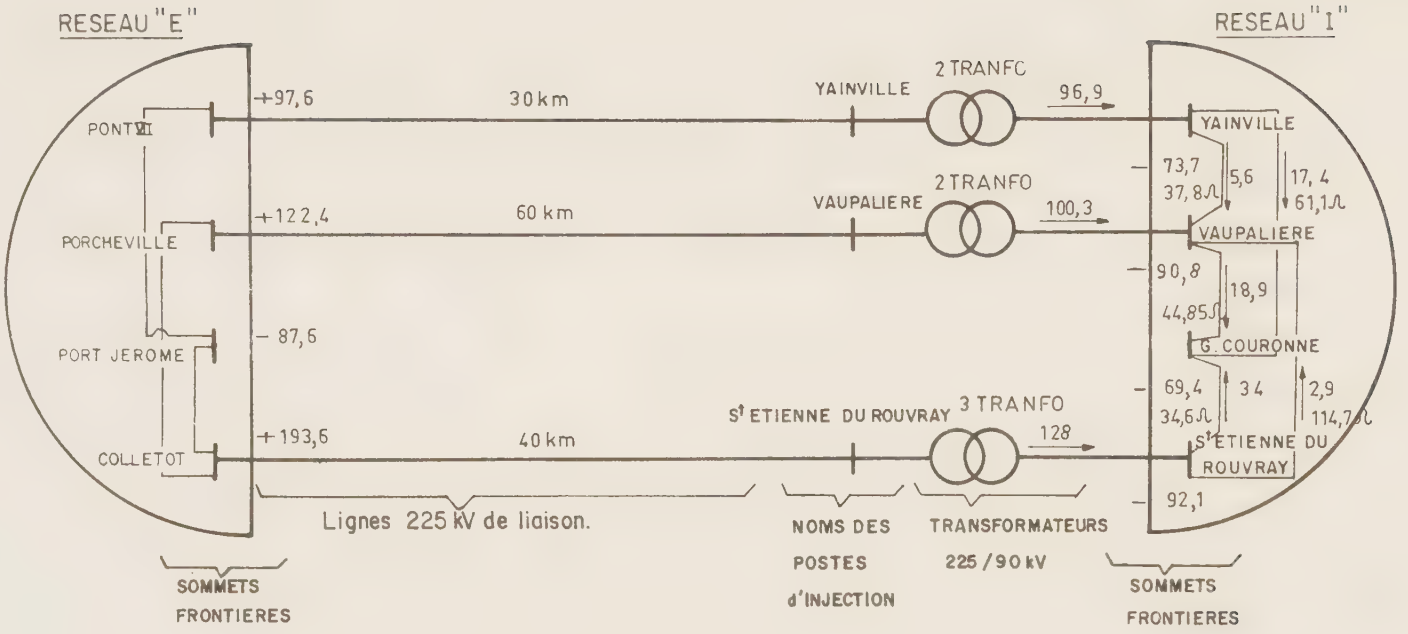
Nous déduisons de ces 3 essais que nous devons ajouter des transformateurs dans les postes de telle manière que les conditions suivantes soient respectées :

- aucune surcharge dans les postes
- transits réduits dans les impédances fictives
- transits maximum dans les impédances fictives les plus petites

b) Charges du réseau "I" doublées

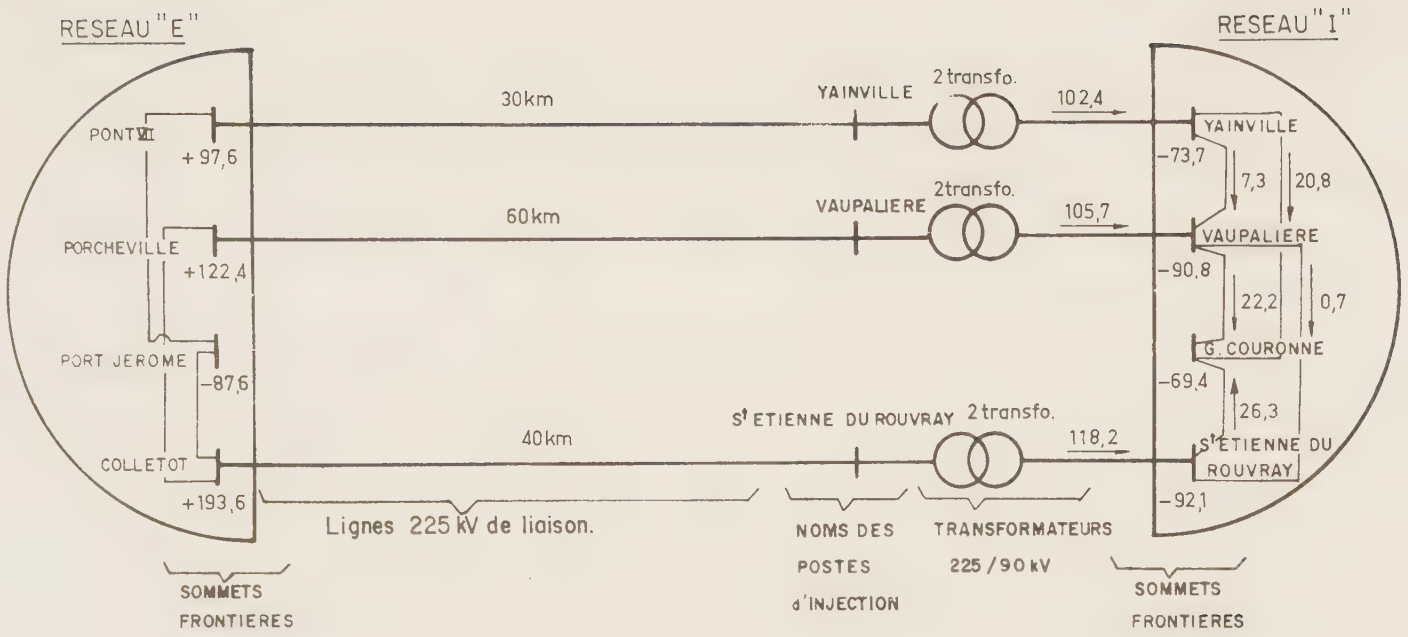
Nous avons répété les 4 essais ci-dessus mais avec les charges du réseau "I" doublées (pour simuler l'augmentation des charges avec le temps). Nous aboutissons aux mêmes conclusions qu'avant.

../.



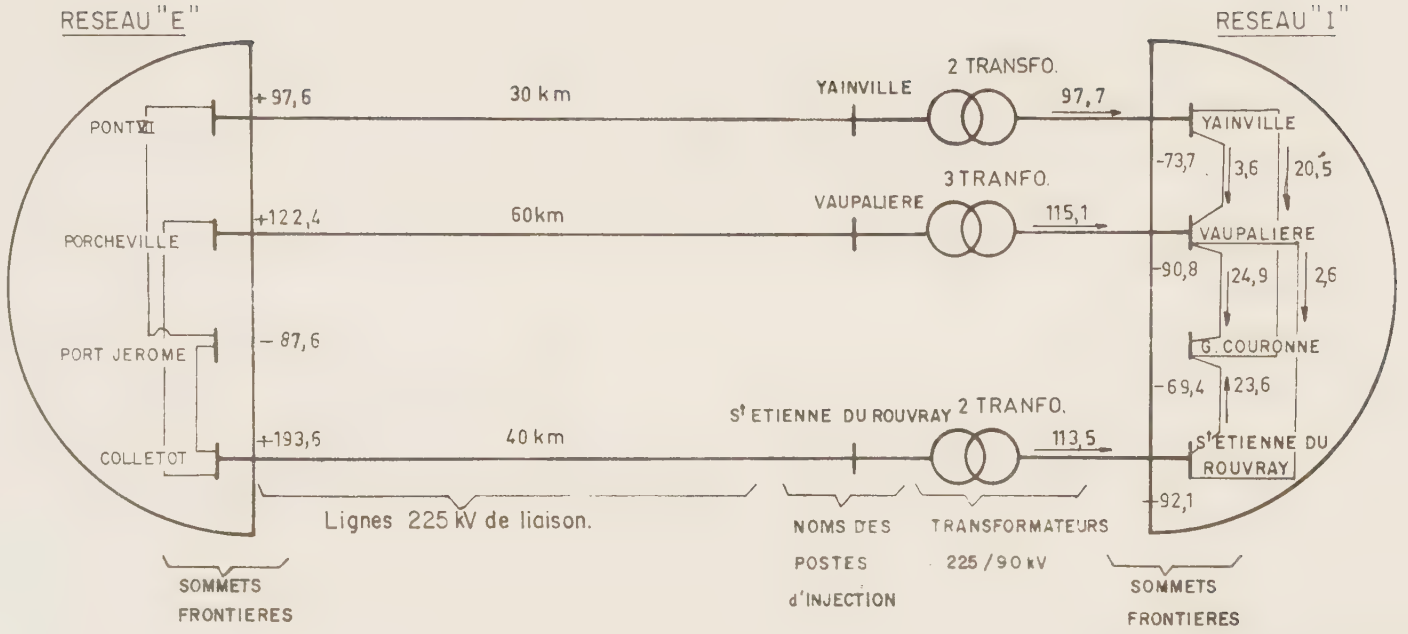
Σ Transits fictifs = 78,8 MW

FIG : 3.27



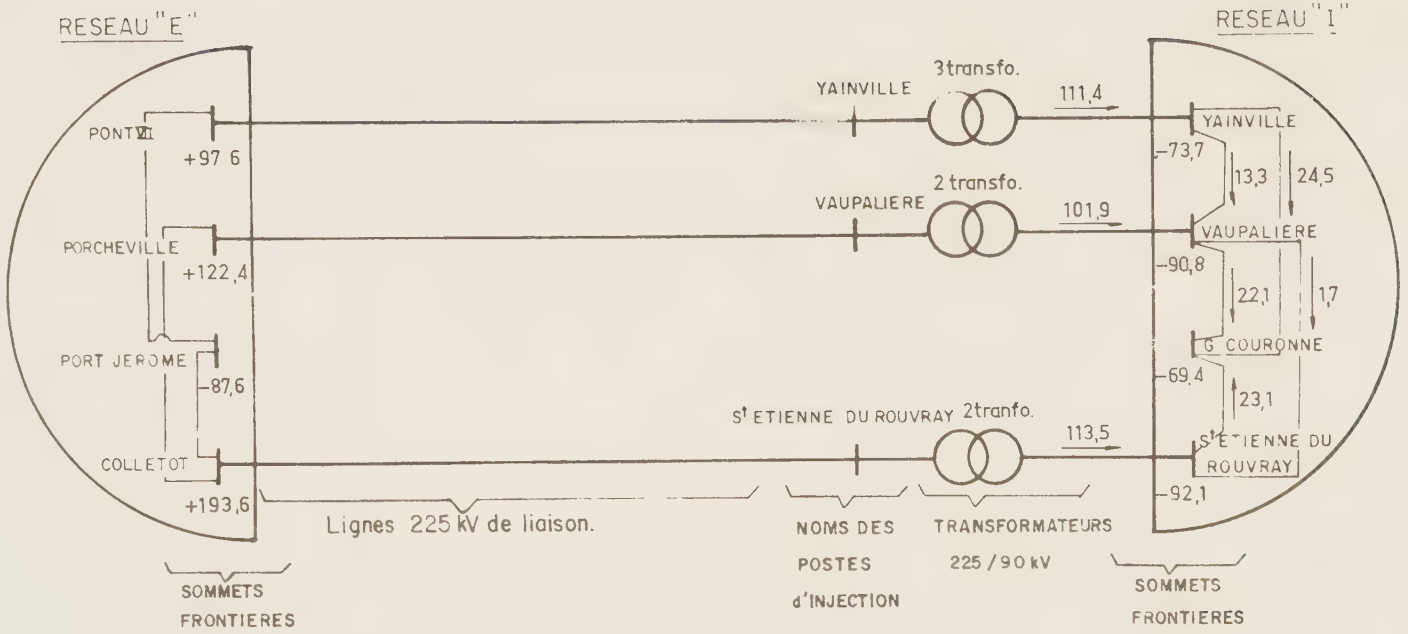
Σ transits fictifs = 77,3MW

Fig. 3.26



Σ Transits fictifs = 75,2 MW

FIG: 3.28



Σ transits fictifs = 84,7MW

Fig. 3.29

3.5 - ORIENTATION POSSIBLE DES RECHERCHES FUTURES CONCERNANT L'EMPLACEMENT OPTIMAL DES POSTES D'INJECTION

Nous avons démontré dans cette thèse que la mise en place judicieuse des postes d'injection dans un réseau 90 kV de répartition entraîne :

- une diminution des pertes électriques
- une économie de volume de conducteurs.

Nous avons utilisé les propriétés des réseaux équivalents pour juger de l'emplacement des postes ; et ceci en respectant au mieux le principe d'injection au "centre électrique", c'est-à-dire injection de puissance au point le plus proche électriquement des charges.

Pour l'avenir nous suggérons de rechercher des relations mathématiques entre les impédances fictives du réseau équivalent et les impédances réelles des lignes. Ces relations permettraient de calculer les pertes et les transits dans les lignes sans recourir à des essais supplémentaires sur réseaux réels.

Elles permettraient donc de déterminer :

- l'emplacement des nouveaux postes, compte tenu de l'augmentation des charges,
- le nombre de transformateurs dans chaque poste.

Chacun de ces éléments étant représenté par un paramètre.

../.

A N N E X E S

ANNEXE I

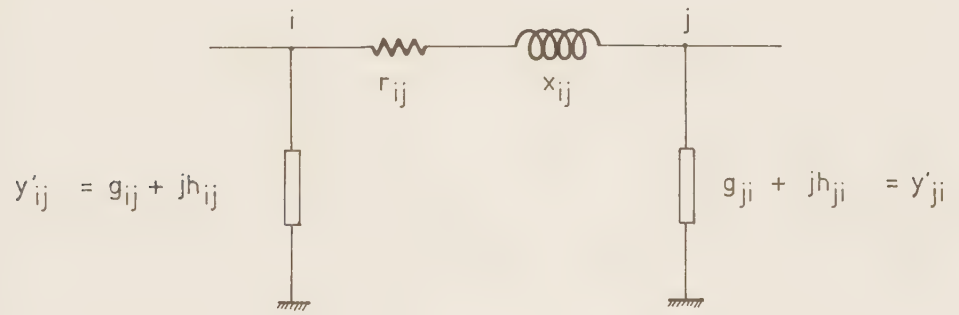
APPROXIMATION "COURANT CONTINU" POUR CALCULER LA REPARTITION DE PUISSANCE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES (Ref.6.a)

Bien que le réseau soit alimenté en courant alternatif nous considérons seulement la puissance active.

Nous allons démontrer comment obtenir une expression approchée pour calculer les puissances actives circulant sur les différentes branches du réseau.

a) Représentation du réseau - Notations

Chaque branche du réseau (ligne, câble ou transformateur) est représentée par son schéma en Π .



Remarque

Ces schémas en Π sont généralement symétriques. De plus, pour les lignes et câbles

$$g_{ij} = g_{ji} = 0 \quad \text{et} \quad h_{ij} = h_{ji} = \frac{C_{ij}\omega}{2}$$

Les seules branches non symétriques sont celles qui représentent les transformateurs fonctionnant avec prises.

Nous appelons :

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} - j\frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$ l'admittance reliant le sommet i à un sommet voisin j.

$y_{ii} = y'_{ij} = \sum_j (g_{ij} + jh_{ij})$ l'admittance reliant le sommet i au point neutre.

Nous en déduisons les termes de la matrice Y_{cc} des admittances en court-circuit. Le courant entrant dans le réseau au noeud i, a pour expression en fonction des potentiels :

$$I_i = y_{ii} V_i + \sum_{j \neq i} y_{ij} (V_i - V_j)$$

$$= (y_{ii} + \sum_{j \neq i} y_{ij}) V_i - \sum_{j \neq i} y_{ij} V_j = Y_{ii} V_i + \sum_{j \neq i} Y_{ij} V_j$$

d'où

$$Y_{ii} = y_{ii} + \sum_{j \neq i} y_{ij} = \sum_j y_{ij}$$

$$Y_{ij} = - y_{ij}$$

ou, d'après les définitions précédentes :

$$Y_{ij} = G_{ij} + j H_{ij} \text{ avec } G_{ij} = \frac{- r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

$$H_{ij} = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

$$Y_{ii} = G_{ii} + j H_{ii} \text{ avec } G_{ii} = \sum_{j \neq i} (g_{ij} + \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2})$$

$$H_{ii} = \sum_{j \neq i} (h_{ij} - \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2})$$

Nous avons les relations remarquables

$$G_{ii} = \sum_{j \neq i} (g_{ij} - G_{ij})$$

$$H_{ii} = \sum_{j \neq i} (h_{ij} - H_{ij})$$

Nous appelons d'autre part :

- s : le nombre de sommets du réseau (non compris le point neutre)
- θ_i : le déphasage de la tension au sommet i (par rapport au sommet d'origine c'est-à-dire θ=0).
- P_i : la puissance active injectée au sommet i.
- Q_i : la puissance réactive injectée au sommet i.

../.

b) Equations fondamentales

Nous pouvons écrire pour chaque sommet i :

$$S_i = P_i + j\,Q_i = \overline{V}_i\,\overline{I}_i^*$$

avec :

$$\overline{I}_i = \overline{Y}_{ii}\,\overline{V}_i + \sum_{j\neq i} \overline{Y}_{ij}\,\overline{V}_j$$

d'où :

$$S_i = P_i + j\,Q_i = V_i\,(\overline{Y}_{ii}^*\,\overline{V}_i^* + \sum_{j\neq i} \overline{Y}_{ij}^*\,\overline{V}_j^*)$$

$$= \overline{Y}_{ii}^*\,V_i^2 + \overline{V}_i \sum_{j\neq i} \overline{Y}_{ij}^*\,\overline{V}_j^*$$

ou, en faisant apparaître les parties réelles et imaginaires

$$S_i = P_i + j\,Q_i = V_i^2\,(G_{ii} - j\,H_{ii}) + \sum_{j\neq i} V_i V_j (G_{ij} - j\,H_{ij})\left[\cos(\theta_i-\theta_j) + j\,\sin(\theta_i-\theta_j)\right]$$

c'est-à-dire :

$$\boxed{P_i = G_{ii}\,V_i^2 + \sum_{j\neq i} V_i V_j \left[G_{ij}\cos(\theta_i-\theta_j) + H_{ij}\sin(\theta_i-\theta_j) \right]} \qquad (1)$$

c) Détermination approchée de l'état du réseau

Equations approchées

Première approximation

La tension est constante en module sur tout le réseau : $V_i = V_N$ quel que soit i.

Deuxième approximation

Les déphasages des tensions entre 2 points voisins i et j sont faibles et nous négligeons dans les développements de $\sin(\theta_i - \theta_j)$ et $\cos(\theta_i - \theta_j)$ les termes d'ordre supérieur ou égal à 3

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \sim \theta_i - \theta_j$$

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \sim 1 - \frac{(\theta_i - \theta_j)^2}{2}$$

L'équation(1) s'écrit alors :

$$\boxed{P_i = \sum_{j\neq i} \left[g_{ij} + H_{ij}(\theta_i - \theta_j) - G_{ij}\frac{(\theta_i - \theta_j)^2}{2} \right] V_N^2} \qquad (2)$$

Troisième approximation

L'expression de P_i peut être simplifiée. En effet, d'une part, les termes g_{ij} sont toujours très petits (ils correspondent aux pertes actives à vide des transformateurs) et d'autre part, les produits $G_{ij} \frac{(\theta_i - \theta_j)^2}{2}$ sont presque toujours négligeables devant les produits correspondants $H_{ij} (\theta_i - \theta_j)$:

$\frac{G_{ij}}{H_{ij}}$ est négligeable pour les transformateurs et de l'ordre de 1/4 en moyenne pour les lignes de transport

$\frac{(\theta_i - \theta_j)^2}{2}$ est très petit devant $(\theta_i - \theta_j)$ les déphasages entre sommets voisins étant généralement assez inférieurs à 10° (1).

Si nous remplaçons enfin H_{ij} par sa valeur approchée $\frac{1}{x_{ij}}$ l'expression de P_i devient :

$$\boxed{P_i = V_N^2 \sum_{j \neq i} \frac{(\theta_i - \theta_j)}{x_{ij}}} \qquad (3)$$

Ainsi, connaissant les puissances actives injectées P_i l'équation 3 permet de calculer les angles θ. On en déduit ensuite les valeurs de transits actifs

$$P_{ij} = V_N^2 \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}}$$

Cette méthode de résolution est appelée : méthode à courant continu, pour son analogie avec les anciens modèles réduits.

../.

(1) Cette approximation revient en fait pour le calcul des puissances actives à faire $r_{ij} = 0$ donc à négliger les pertes actives sur le réseau.

PROGRAMMES UTILISES AU COURS DES ESSAIS

Dans les essais faits sur le réseau réel, nous utilisons les programmes de calcul préparés en langage Fortran pour la machine à calculer IBM 7094.

2.1 - PROGRAMME DE REPARTITION A COURANT CONTINU (Réf.6b)

Pour ce programme, nous avons :

a) DONNEES PRINCIPALES

1 - Matrice topologique : C'est l'équivalent mathématique d'un schéma du réseau. C'est-à-dire représentation de ses sommets et branches.

2 - L'inventaire : C'est la description des branches du réseau qui permet, grâce au répertoire dressé par ailleurs d'en calculer toutes les caractéristiques électriques.

3 - Hypothèses de production et consommation : Ces données définissent le bilan des puissances actives produites et consommées en chaque sommet. Le bilan total des productions et consommations pour le réseau total doit être nul.

4 - Liste des postes : Cette liste donne la correspondance entre le nom du poste utilisé dans les études de répartition et son numéro dans la codification nationale. Elle fournit en outre les coordonnées des cartouches résultat pour la sortie sur cartes.

b) RESULTATS

L'étude de répartition à courant continu doit fournir les résultats suivants :

- en chaque sommet :
  - le déphasage θ par rapport au sommet choisi pour origine.
  - le bilan des puissances actives injectées (ce bilan n'est autre que la valeur de l'injecteur fournie dans les hypothèses).
  - les pertes locales, somme des demi-pertes actives sur les branches issues de ce sommet.

- pour chaque branche

  - la valeur et le sens de circulation de la puissance active sur cette branche
  - les pertes actives qui en résultent.

- sommation des pertes par poste, CRME (Centre Régionale de Mouvement d'Energie)et tension.

2.2 - PROGRAMME "RESEAU EQUIVALENT" (Réf. 6 d)

La théorie de réduction des réseaux à leurs équivalents a déjà été expliquée au chapitre II.

Le programme utilisé est écrit en langage Fortran pour la machine 7094. Pour ce programme nous avons :

1. Données classiques "courant continu" pour le réseau.

Comme pour le programme à courant continu le bilan total des productions et consommations pour le réseau total doit être nul.

2. Données complémentaires

a) Numéro de réseau, numéro de l'hypothèse, numéro du noeud de référence.

b) Liste des noeuds frontières("NFs") à conserver.

RESULTATS

Pour chaque noeud frontière :

- le nom du noeud avec la valeur de la puissance (production ou consommation et appelé injection fictive).
- les noms des noeuds voisins avec les valeurs des réactances des branches reliant ces noeuds au noeud principal.

../.

B I B L I O G R A P H I E

1 - Installations électriques à haute et basse tension
(Tome 3) par A. MAUDUIT (Dunod)

2 - Théorie et calcul des réseaux de transport d'énergie électrique
par Dr.Ing. Hans EDELMANN (Dunod)

3 - Eléments of Power System Analysis (2nd Edition)
par William D. Stevenson Jr. (Mc GRAW HILL)

4 - Extraits de la Revue Roumaine des Sciences Techniques
(Série d'Electrotechnique et Energétique) (Tome 9 n°s 1 et 2/ 1962)
Editions de l'Académie de la République Populaire Roumaine.

a) Une seule structure physique type pour l'étude des réseaux :
L'équivalent radial (R.E.I) par Paul Dimo.

b) Les solutions des"équivalents R.E.I" du réseau entier. L'équivalent
à charge unique par Paul Dimo

5 - P.I.C.A. Conférence proccédings 1965 : Rapports présentés à "Power Industry
Computer Applications Conférence", Clearwater, Florida, May 19-21, 1965.

a) Optimised distribution and subtransmission planning by digital computer
par M.R. Boess. - M.W. Gaugel - R.E. Reinbold N.R. Schultz

b) The long term désign of électrical power distribution systems
par J.V.Oldfield et T. Lang (département of Electrical engineering,
University of Edinburgh, England)

6 - Notes de la Direction des Etudes et Recherches (service des Etudes de
Réseaux) de l'ELECTRICITE DE FRANCE.

a) Résolution des problèmes de répartition des puissances sur un réseau
maillé.

Note n° HR 5.143 - PA/MP du 8 Avril 1963 par M. AUGES.

b) Programme de répartition à courant continu

Note n° HR 5.048 - PA/MJ par M. AUGES

c) Réseaux equivalents actifs - Note HR 6.888/1 - PA/MV par M. AUGES.

d) Programme Réseau Equivalent - Note HR 6.119/3 - AM/MAv

7 - L'évolution des méthodes de calcul des réseaux maillés liée à l'utilisation des machines arithmétiques par P. Gaussens - J. Pardigon, P. Augès. - J.Augé.

Extrait du bulletin de la Société Française des Electriciens, 8ème série, Tome II, n° 16 (Avril 1961).

8 - A progress report on Total System Planning
par Dr. L.K. Kirchmayer de General Electric Company - N.Y.(USA) Juil. 1963.

9 - Problèmes concernant l'application des calculatrices à l'exploitation et aux études de projets des réseaux de transport .
par U.M. Markovic, V.A. Taft, S.A. Sovalov, V.A. Venikov et L.V. Cukerhik "Eleekricestvo" Déc. 1960 (traduction du russe : pages 9-15).

10 - Les études des réseaux électriques
par A. Dejou.

et

Méthodes pour l'étude des réseaux d'énergie électrique
par P. Gaussens

Extraits de la Revue Générale de l'Electricité (Janvier 1961)

11 - "The exploration of Alternate Plans for an Expanding Electrical Power System" par T.W. Berrie et I.J. Whitting - Rapport présenté à la Conférence on Digital Computation for Electrical Power Systems"

Queen Mary Collège - England (1963).

12 - Federal Power Commission National Power Survey, Advisory Committee Report N° 6 on "Criteria for A-C transmission system performance" (February 1963).

13 - Etude des circuits électriques -
Tomes I et II par J. Lagasse (Eyrolles)

DEUXIÈME THÈSE

Propositions données par la Faculté

"Méthodes d'étude des problèmes de stabilité dynamique dans les reseaux de transport."

Vu et approuvé :

Paris, le 24 FEVRIER 1967

Le Doyen de la Faculté des Sciences,

Marc. ZAMANSKY

Vu
et permis d'imprimer :
Le Recteur de l'Académie de Paris,

Jean. ROCHE